

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Сыктывкарский лесной институт (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский
государственный лесотехнический университет имени С.М. Кирова»
(СЛИ)

И. Н. Полина, М. В. Миронов

ЭНЕРГЕТИКА: ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ,
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебное пособие

*Утверждено учебно-методическим советом Сыктывкарского лесного
института в качестве учебного пособия для студентов направления
подготовки бакалавриата 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие
процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»
всех форм обучения*

Электронный аналог печатного издания

СЫКТЫВКАР 2020

УДК 574.58
ББК 65.441.353
П50

Издается по решению редакционно-издательского совета
Сыктывкарского лесного института.

Ответственный редактор:
О. А. Конык, кандидат технических наук

Рецензенты:
кафедра инженерной физики и техносферной безопасности
(Сыктывкарский государственный университет имени Питирима Сорокина);
А. П. Карманов, доктор химических наук, профессор
(Институт биологии Коми НЦ УрО РАН)

Полина, И. Н.
П50 Энергетика: экологические проблемы, альтернативные источники энергии : учебное пособие / И. Н. Полина, М. В. Миронов ; Сыкт. лесн. ин-т. — Сыктывкар : СЛИ, 2020. — 108 с.
ISBN 978-5-9239-0972-2

В пособии освещена историческая основа становления энергетики как отрасли, приведена нормативно-правовая база энергосбережения, отражены ключевые моменты государственной энергетической политики, рассмотрена структура энергетического комплекса и ее составляющие, охарактеризованы энергоресурсы, изложены экологические проблемы отрасли, представлены основные направления альтернативной энергетики.

Предназначено для студентов направления бакалавриата 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» всех форм обучения.

УДК 574.58
ББК 65.441.353

Темплан 2018/19 учеб. г. Изд. № 75.

ISBN 978-5-9239-0972-2

© Полина И. Н., Миронов М. В., 2020
© СЛИ, 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ИСТОРИЯ ЭНЕРГЕТИКИ	5
1.1. Становление энергетики	5
1.2. Энергетика Республики Коми	13
<i>Контрольные вопросы</i>	19
2. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА	20
2.1. Основы государственной энергетической политики и этапы ее реализации ..	20
2.2. Нормативно-правовая основа энергосбережения	23
2.3. Энергетическое обследование	33
2.4. Энергетический паспорт	39
<i>Контрольные вопросы</i>	41
3. СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИКИ КАК СИСТЕМЫ	42
3.1. Топливная энергетика	42
3.1.1. Нефтяной комплекс	42
3.1.2. Газовый комплекс	46
3.1.3. Угольная промышленность	49
3.2. Электроэнергетика	53
3.2.1. Тепловая энергетика	55
3.2.2. Гидроэнергетика	56
3.2.3. Атомная энергетика	58
3.2.4. Геотермальная энергетика	59
<i>Контрольные вопросы</i>	67
4. ВИДЫ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОРЕСУРСЫ	68
<i>Контрольные вопросы</i>	70
5. НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. ТОПЛИВО	71
5.1. Энергетическое топливо	71
5.2. Элементный состав топлива	75
5.3. Теплотехнические характеристики топлива	77
5.3.1. Влажность топлива	77
5.3.2. Состав и содержание минеральных примесей	79
5.3.3. Теплота сгорания топлива	81
5.3.4. Выход летучих веществ. Кокс	83
5.4. Условное топливо	85
5.5. Твердое топливо	86
5.5.1. Промышленная классификация твердого топлива	86
5.5.2. Переработка твердого топлива	89
5.5.3. Изменение качества твердого топлива при длительном хранении	91
5.5.4. Подготовка топлива к сжиганию	92
5.6. Жидкое топливо	93
5.6.1. Переработка нефти	93
5.6.2. Свойства мазута	94
5.7. Газообразное топливо	98
<i>Контрольные вопросы</i>	99
6. НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. УРАНОВАЯ РУДА	100
6.1. Классификация промышленных урановых руд	100
<i>Контрольные вопросы</i>	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	104
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	105

ВВЕДЕНИЕ

Россия — третий крупнейший производитель и потребитель энерго-ресурсов в мире после Китая и США, обеспечивающий 10 % мирового производства и 5 % мирового потребления энерго-ресурсов. Россия ста-бильно занимает первое место в мире по экспорту газа, второе место по экспорту нефти и третье место после Австралии и Индонезии по экспорту угля. При объеме производства энергии порядка 1470 млн т нефтяного эквивалента Россия экспортирует 630 млн т нефтяного эквивалента, что составляет 16 % мировой межрегиональной торговли энергией и делает Россию абсолютным мировым лидером по экспорту энерго-ресурсов [1].

Существует практически линейная зависимость индекса челове-ского развития от энергетического благополучия. В индексе учтены три основных параметра:

- 1) ожидаемая средняя продолжительность жизни человека;
- 2) образованность (грамотность взрослого населения и охват насе-ления тремя ступенями образования — начальным, средним и высшим);
- 3) материальный уровень жизни, определяемый величиной реаль-ного ВВП на душу населения, который пропорционален энергообеспе-ченности.

Для России индекс человеческого развития составляет 0,80 (60-е место из 173 стран), а для Норвегии — страны с наибольшим ду-шевым потреблением энергии и с одним из самых высоких в мире жиз-ненных стандартов — он достигает 0,98 (1-е место) [2].

Однако с энергетическим благополучием неразрывно связан целый шлейф экологических проблем. Поэтому усовершенствование уже име-ющихся технологий альтернативной энергетики, поиск новых экологи-чески безопасных источников энергии, решение насущных экологи-ческих проблем — задачи настоящего времени и ближайшего будущего.

1. ИСТОРИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

1.1. Становление энергетики

Современную жизнь невозможно представить без электричества и тепла. Материальный комфорт, который окружает нас сегодня, как и дальнейшее развитие человеческой мысли, накрепко связаны с изобретением электричества и использованием энергии.

С древних времен люди нуждались в силе, точнее в двигателях, которые давали бы им силу, большую человеческой, для того, чтобы строить дома, заниматься земледелием, осваивать новые территории.

Впервые явления, которые сегодня называют электрическими, были замечены в Древнем Китае, Индии, а позднее в Древней Греции. Древнегреческий философ **Фалес Милетский** в VI в. до н. э. отмечал способность янтаря, потертого об мех или шерсть, притягивать пылинки, пушинки и другие легкие тела. От греческого названия янтаря «электрон» это явление стали называть *электризацией*.

Сегодня нетрудно разгадать «тайну» янтаря, натертого шерстью. В самом деле, почему янтарь электризуется? Оказывается, при трении шерсти о янтарь на его поверхности появляется избыток электронов и возникает отрицательный электрический заряд: электроны у атомов шерсти как будто «отбираются» и переносятся на поверхность янтаря. Электрическое поле, созданное этими электронами, притягивает бумагу. Но если вместо янтаря взять стекло, то здесь будет другая картина. Натирая стекло шелком, электроны с его поверхности «снимаются». В результате на стекле оказывается недостаток электронов, и оно заряжается положительно. Впоследствии, чтобы различать эти заряды, их стали условно обозначать знаками, дошедшими до наших дней, — минус и плюс.

Описав удивительные свойства янтаря в поэтических легендах, древние греки так и не продолжили его изучение. Следующего прорыва в деле покорения свободной энергии человечеству пришлось ждать много веков. Зато когда он все-таки был совершен, мир в буквальном смысле слова преобразился. Еще в 3 тыс. до н. э. люди использовали паруса для лодок, но только в VII в. н. э. изобрели ветряную мельницу с крыльями. Началась история ветряных двигателей. Водяные колеса использовали на Ниле, Эфрате, Янцзы для подъема воды, вращали их рабы. Водяные колеса и ветряные мельницы вплоть до XVII в. являлись основными типами двигателей.

В истории попыток использования пара записаны имена многих ученых и изобретателей. Так, **Леонардо да Винчи** оставил

Первые аккумуляторы пирамид
В пирамидах Древнего Египта ученые нашли сосуды, напоминающие аккумуляторы. В 1937 г. во время раскопок под Багдадом немецкий археолог Вильгельм Кениг обнаружил глиняные кувшины, внутри которых находились цилиндры из меди. Эти цилиндры были закреплены на дне глиняных сосудов слоем смолы.

5000 страниц научных и технических описаний, чертежей, эскизов различных приспособлений.

Джамбаттиста делла Порта (1535—1615) исследовал образование пара из воды, что было важно для дальнейшего использования пара в паровых машинах, и свойства магнита.

В 1600 г. придворный врач английской королевы **Уильям Гилберт** (1544—1603) изучил все, что было известно древним народам о свойствах янтаря, и сам провел опыты с янтарем и магнитами.

В целом практических знаний об электричестве за XVI—XVII столетия было накоплено не так уж много, но все открытия были предвестниками по-настоящему больших перемен. Это было время, когда опыты с электричеством ставили не только ученые, но и аптекари, и врачи, и даже монархи.

Одним из опытов французского физика и изобретателя **Дени Папена** (1647—1712) было создание вакуума в закрытом цилиндре. В середине 1670 гг. в Париже он вместе с голландским физиком **Кристианом Гюйгенсом** (1629—1695) работал над машиной, которая вытесняла воздух из цилиндра путем взрыва пороха в нем. В 1680 г. Дени Папен приехал в Англию и создал вариант такого же цилиндра, в котором получил более полный вакуум с помощью кипящей воды, которая конденсировалась в цилиндре. Таким образом он смог поднять груз, присоединенный к поршню веревкой, перекинутой через шкив. Система работала как демонстрационная модель, но для повторения процесса весь аппарат должен был быть демонтирован и повторно собран. Папен быстро понял, что для автоматизации цикла пар должен быть произведен отдельно в котле. Французский ученый изобрел паровой котел с рычажным предохранительным клапаном.

В 1774 г. **Джеймс Уатт** (1736—1819) в результате ряда экспериментов создал уникальную паровую машину. Для обеспечения работы двигателя он применил центробежный регулятор, соединенный с заслонкой на выпускном паропроводе. Уатт детально исследовал работу пара в цилиндре, впервые сконструировав для этой цели индикатор.

В 1782 г. Уатт получил английский патент на паровой двигатель с расширением. Он же ввел первую единицу мощности — лошадиную си-

Кто придумал электричество?

Термин «электричество» ввел английский естествоиспытатель, лейб-медик королевы **Елизаветы Уильям Гилберт**. Впервые он употребил это слово в своем трактате «О магните, магнитных телах и о большом магните — Земле» в 1600 г. Ученый объяснял действие магнитного компаса, а также приводил описания некоторых опытов с назлектризованными телами.

лу (позднее его именем была названа другая единица мощности — ватт). Паровая машина Уатта благодаря экономичности получила широкое распространение и сыграла огромную роль в переходе к машинному производству.

Итальянский анатом **Луиджи Гальвани** (1737—1798) в 1791 г. опубликовал труд «Трактат о силах

электричества при мышечном движении». Это открытие через 121 год дало толчок исследованиям человеческого организма с помощью биоэлектрических токов. Обнаруживались больные органы при исследовании их электрических сигналов. Работа любого органа (сердца, мозга) сопровождается биологическими электрическими сигналами, имеющими для каждого органа свою форму. Если орган не в порядке, сигналы изменяют свою форму, и при сравнении «здоровых» и «больных» сигналов обнаруживаются причины заболевания.

Опыты Гальвани натолкнули на изобретение нового источника электричества профессора Тессинского университета **Алессандро Вольта** (1745—1827). Он дал опытам Гальвани с лягушкой и разнородными металлами иное объяснение, доказал, что электрические явления, которые наблюдал Гальвани, объясняются только тем, что определенная пара разнородных металлов, разделенная слоем специальной электропроводящей жидкости, служит источником электрического тока, протекающего по замкнутым проводникам внешней цепи. Эта теория, разработанная Вольтой в 1794 г., позволила создать первый в мире источник электрического тока, который назывался *вольтов столб*. Он представлял собой набор пластин из двух металлов, меди и цинка, разделенных прокладками из войлока, смоченного в соляном растворе или щелочи. Вольта создал прибор, способный за счет химической энергии производить электризацию тел и, следовательно, поддерживать в проводнике движение зарядов, т. е. электрический ток. Скромный Вольта назвал свое изобретение в честь Гальвани *гальваническим элементом*, а электрический ток, получающийся от этого элемента, — *гальваническим током*.

В начале XIX в. опыты с электрическим током привлекали внимание ученых из разных стран. В 1802 г. итальянский ученый **Романьози** (1761—1835) обнаружил отклонение магнитной стрелки компаса под влиянием электрического тока, протекавшего по расположенному вблизи проводнику. В 1820 г. это явление в своем докладе подробно описал датский физик **Ганс Христиан Эрстед** (1777—1851). Небольшая, всего в пять страниц, книжка Эрстеда в том же году была издана в Копенгагене на шести языках и произвела огромное впечатление на коллег Эрстеда из разных стран.

Однако правильно объяснить причину явления, которое описал Эрстед, первым сумел французский ученый **Андре Мари Ампер** (1775—1836). Оказалось, ток способствует возникновению в проводнике магнитного поля. Одной из важнейших заслуг Ампера было то, что он впервые объединил два разобренных ранее явления — электричество и магнетизм — одной теорией электромагнетизма и предложил рассматривать их как результат единого процесса природы.

Воодушевленный открытиями Эрстеда и Ампера, другой ученый — англичанин **Майкл Фарадей** (1791—1867) предположил, что не только магнитное поле может воздействовать на магнит, но и наоборот — дви-

гающийся магнит будет оказывать воздействие на проводник. Серия опытов подтвердила эту блестящую догадку — Фарадей добился того, что подвижное магнитное поле создало в проводнике электрический ток. Позже это открытие послужило основой для создания трех главных устройств электротехники — электрического генератора, электрического трансформатора и электрического двигателя.

У истоков освещения с помощью электричества стоял **Василий Владимирович Петров** (1761—1834), профессор медицинско-хирургической Академии в Петербурге. Исследуя световые явления, вызываемые электрическим током, он в 1802 г. сделал свое знаменитое открытие — электрическую дугу, сопровождающуюся появлением яркого свечения и высокой температуры. Наблюдения и анализ Петровым свойств электрической дуги легли в основу создания электродуговых ламп, ламп накаливания и много другого.

В свою очередь, **Александр Николаевич Лодыгин** (1847—1923) еще в 1872 г. предложил вместо угольных электродов использовать нить накаливания, которая при протекании электрического тока ярко светилась. В 1874 г. Лодыгин получил патент на изобретение лампы накаливания с угольным стерженьком и ежегодную Ломоносовскую премию Академии наук. Устройство было запатентовано также в Бельгии, Франции, Великобритании, Австро-Венгрии.

В 1875 г. **Павел Николаевич Яблочков** (1847—1894) создал электрическую свечу, состоящую из двух угольных стержней, расположенных вертикально и параллельно друг другу, между которыми проложена изоляция из каолина (глины). Чтобы горение было более продолжительным, на одном подсвечнике помещалось четыре свечи, которые горели последовательно.

В 1876 г. Яблочков завершил разработку конструкции электрической свечи, начатой в 1875 г., и 23 марта получил французский патент, содержащий краткое описание свечи в ее первоначальных формах и изображение этих форм. «Свеча Яблочкова» оказалась проще, удобнее и дешевле в эксплуатации, чем лампа А. Н. Лодыгина. Под названием «русский свет» свечи Яблочкова использовались позже для уличного

Жертвы ради наук

Русский ученый Василий Петров, первым в мире в 1802 г. описавший явление электрической дуги, не жалел себя при проведении экспериментов. В то время не было таких приборов, как амперметр или вольтметр, и Петров проверял качество работы батарей по ощущению от электрического тока в пальцах. Чтобы чувствовать слабые токи, ученый срезал верхний слой кожи с кончиков пальцев.

освещения во многих городах мира. Также Яблочков предложил первые практически применявшиеся трансформаторы переменного тока с разомкнутой магнитной системой.

Тогда же в 1876 г. в России была сооружена первая электростанция на Сорновском машиностроительном заводе, ее прародительница была построена в 1873 г. под руководством бельгийско-

французского изобретателя **Зеноба Теофила Грамма** для питания системы освещения завода, так называемая блок-станция.

В 1879 г. русские электротехники Яблочков, Лодыгин и Чиколев совместно с рядом других электротехников и физиков организовали в составе Русского технического общества Особый электротехнический отдел, задачей которого было содействие развитию электротехники. Уже в апреле 1879 г. впервые в России электрическими фонарями освещен мост — мост Александра II (ныне Литейный мост) в Санкт-Петербурге. При содействии Отдела на Литейном мосту введена первая в России установка наружного электрического освещения (дуговыми лампами Яблочкова в светильниках, изготовленных по проекту архитектора Кавоса), положившая начало созданию местных систем освещения дуговыми лампами некоторых общественных зданий Петербурга, Москвы и других больших городов. Электрическое освещение моста, устроенное **Владимиром Николаевичем Чиколевым** (1845—1898), где горело 12 свечей Яблочкова вместо 112 газовых рожков, функционировало всего 227 дней.

В 80-е гг. XIX в. возникли первые центральные станции, они были более целесообразны и более экономичны, чем блок-станции, т. к. снабжали электричеством сразу много предприятий. В то время массовыми потребителями электроэнергии были источники света — дуговые лампы и лампы накаливания. Первые электростанции Петербурга сначала размещались на баржах у причалов рек Мойки и Фонтанки. Мощность каждой станции составляла примерно 200 кВт.

Первая в мире центральная станция была пущена в работу в 1882 г. в Нью-Йорке, она имела мощность 500 кВт.

В Москве электрическое освещение впервые появилось в 1881 г., уже в 1883 г. электрические светильники иллюминировали Кремль. Специально для этого была сооружена передвижная электростанция, которую обслуживали 18 локомотивов и 40 динамо-машин. Первая стационарная городская электростанция появилась в Москве в 1888 г.

Нельзя забывать и о нетрадиционных источниках энергии.

Предшественница современных ветроэлектростанций с горизонтальной осью имела мощность 100 кВт и была построена в 1931 г. в Ялте. Она имела башню высотой 30 м. К 1941 г. единичная мощность ветроэлектростанций достигла 1,25 МВт.

В России создавались электростанции в конце XIX и начале XX веков, однако бурный рост электроэнергетики и теплоэнергетики начался в 20-е гг. XX столетия

Трамвай Пироцкого

Вагон электрического трамвая изобрел Федор Аполлонович Пироцкий в 1880 г. Первые трамвайные линии в Санкт-Петербурге были проложены только зимой 1885 г. по льду Невы в районе Мытнинской набережной, т. к. право на использование улиц для пассажирских перевозок имели только владельцы конок — рельсового транспорта, который передвигался при помощи лошадей.

после принятия по предложению **Владимира Ильича Ленина** плана ГОЭЛРО (Государственной электрификации России).

22 декабря 1920 г. VIII Всероссийский съезд Советов рассмотрел и утвердил Государственный план электрификации России — ГОЭЛРО, подготовленный комиссией под председательством **Глеба Максимовича Кржижановского**. План ГОЭЛРО должен был быть реализован в течение 10—15 лет, а его результатом должно было стать создание «крупного индустриального хозяйства страны». Для экономического развития страны это решение имело огромное значение. Недаром свой профессиональный праздник российские энергетики отмечают именно 22 декабря. В плане много уделялось проблеме использования местных энергетических ресурсов (торфа, воды рек, местного угля и др.) для производства электрической энергии.

8 октября 1922 г. состоялся официальный пуск станции «Уткина заводь» — первой торфяной электростанции в Петрограде.

В 1925 г. запустили Шатурскую электростанцию на торфе, в тот же год на Каширской электростанции начали освоение новой технологии сжигания подмосковного угля в виде пыли.

Днем начала теплофикации в России можно считать 25 ноября 1924 г. — когда заработал первый теплопровод от ГЭС-3, предназначенный для общего пользования, в доме № 96 на набережной реки Фонтанки. Электростанция № 3, которую переоборудовали для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, является первой в России теплоэлектроцентралью, а Ленинград — пионером теплофикации. Централизованное снабжение горячей водой жилого дома функционировало без сбоев, и через год ГЭС-3 стало снабжать горячей водой бывшую Обуховскую больницу и бани, находящиеся в Казачьем переулке. В ноябре 1928 г. к тепловым сетям государственной электростанции № 3 подключили здание бывших Павловских казарм, располагавшихся на Марсовом поле.

В 1926 г. была пущена в эксплуатацию мощная Волховская ГЭС, энергия которой по линии электропередачи напряжением 110 кВ, протяженностью 130 км, поступала в Ленинград.

20 декабря 1951 г. ядерный реактор впервые в истории произвел пригодное для использования количество электроэнергии — в нынешней

Первая ТЭЦ России

Самая первая тепловая электростанция, построенная по плану ГОЭЛРО в 1922 г., называлась «Уткина заводь». В день пуска участники торжественного митинга переименовали ее в «Красный октябрь», и под этим именем она проработала до 2010 г. Сегодня это Правобережная ТЭЦ ОАО «ТГК-1».

Национальной Лаборатории INEEL Департамента энергии США. Реактор выработал достаточную мощность, чтобы зажечь простую цепочку из четырех 100-ваттных лампочек. После второго эксперимента, проведенного на следующий день, 16 участвовавших в нем ученых и инженеров

«увековечили» свое историческое достижение, написав мелом свои имена на бетонной стене генератора.

Советские ученые приступили к разработке первых проектов мирного использования атомной энергии еще во второй половине 1940-х гг. А 27 июня 1954 г. в городе Обнске была запущена первая атомная электростанция.

Пуск первой АЭС ознаменовал открытие нового направления в энергетике, получившего признание на 1-й Международной научно-технической конференции по мирному использованию атомной энергии (август 1955 г., Женева). К концу XX в. в мире насчитывалось уже более 400 атомных электростанций.

Конец XX в. ознаменован различными событиями, связанными как с высокими темпами строительства новых станций, началом развития возобновляемых источников энергии, так и с появлением первых проблем от сформировавшейся огромной мировой энергосистемы и попытками их решить.

Так как современное сообщество почти полностью зависит от электроэнергии, аварии на электросетях наносят ощутимые убытки предприятиям, населению и правительствам. Во время аварии выключаются осветительные приборы, не работают лифты, светофоры, метро. На жизненно важных объектах (больницах, военных учреждениях и т. д.) для функционирования жизнедеятельности во время аварий в энергосистемах используются автономные источники питания: аккумуляторы, генераторы. Статистика показывает значительное увеличение аварий в 90-е гг. XX — начале XXI в.

В те годы продолжалось развитие альтернативной энергетики. В сентябре 1985 г. состоялось пробное включение генератора первой солнечной электростанции СССР в сеть. Проект первой в СССР Крымской СЭС был создан в начале 80-х гг. в Рижском отделении института «Атомтеплоэлектропроект» при участии 13 других проектно-конструкторских организаций Министерства энергетики и электрификации СССР. Полностью станция вступила в строй в 1986 г.

В 1992 г. началось строительство крупнейшей в мире ГЭС «Три ущелья» в Китае на реке Янцзы. Мощность станции — 22,5 ГВт. Напорные сооружения ГЭС образуют крупное водохранилище площадью 1 045 км² полезной емкостью 22 км³. При создании водохранилища было затоплено 27 820 га обрабатываемых земель, было переселено около 1,2 млн человек. Под воду ушли города Ваньсянь и Ушань. Ввод в официальную эксплуатацию состоялся 4 июля 2012 г.

Развитие энергетики неотделимо от проблем, связанных с загрязнением окружающей среды. В Киото (Япония) в декабре 1997 г. в дополнение к Рамочной конвенции ООН об изменении климата был принят **Киотский протокол**. Он обязывает развитые страны и страны с пере-

ходной экономикой сократить или стабилизировать выбросы парниковых газов в 2008—2012 гг. по сравнению с 1990 г.

Киотский протокол стал первым глобальным соглашением об охране окружающей среды, основанным на рыночном механизме регулирования — механизме международной торговли квотами на выбросы парниковых газов.

XXI век, а точнее 2008 г., стал знаковым для энергетической системы России. Было ликвидировано Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России» (ОАО РАО «ЕЭС России») — российская энергетическая компания, существовавшая в 1992—2008 гг. Компания объединяла практически всю российскую энергетику, являлась монополистом на рынке генерации и энергоперевозки России. На ее месте возникли государственные естественно-монопольные компании, а также приватизированные генерирующие и сбытовые компании.

В XXI в. в России строительство электростанций выходит на новый уровень, начинается эра применения парогазового цикла. Россия способствует наращиванию новых генерирующих мощностей.

Современная технология парогазового цикла обеспечивает высокий КПД, низкий расход топлива и снижение уровня вредных выбросов в атмосферу в среднем на 30 % по сравнению с традиционными паросиловыми установками.

24 июня 2009 г. в Израиле заработала первая гибридная солнечно-газовая электростанция. Построена она из 30 солнечных отражателей и одной «цветочной» башни. Для сохранения мощности системы 24 часа в сутки она может переключиться на газовую турбину во время наступле-

Блэкаут

Американцы называют ночь на 13 июля 1977 г. «ночью страха». Тогда случилась огромная по своим размерам и последствиям авария на электрических сетях в Нью-Йорке. Из-за попадания молнии в линию электропередачи на 25 часов была прервана подача электричества в Нью-Йорк и 9 млн жителей оказались без электроснабжения. Трагедии сопутствовал финансовый кризис, в котором пребывал мегаполис, необыкновенно жаркая погода, и небывалый разгул преступности. После отключения электричества на фешенебельные кварталы города набросились банды из бедных кварталов. Считается, что именно после тех страшных событий в Нью-Йорке понятие «блэкаут» стало повсеместно использоваться применительно к авариям в электроэнергетике.

ния темноты. Установка занимает относительно немного места и может работать в удаленных районах, которые не подключены к центральным энергетическим системам.

Альтернативная электростанция спроектирована так, что все ее составляющие дополняют друг друга, поэтому американские специалисты сошлись во мнении, что в будущем у подобных станций есть все шансы стать конкурентоспособными и поставлять электричество по умеренной цене [3].

1.2. Энергетика Республики Коми

Энергетическая система Республики Коми представляет собой единый, практически замкнутый территориальный комплекс, состоящий из пяти энергоузлов: Воркутинского, Интинского, Печорского, Ухтинского (Центрального) и Южного, соединенных системообразующей одноцепной ЛЭП—220 кВ протяженностью более 1000 км.

Общая протяженность электрических сетей составляет: ЛЭП 220 кВ — 1,97 тыс. км, ЛЭП 110 кВ — 4,7 тыс. км, 35 кВ и ниже — более 19 тыс. км.

Формально энергосистема РК избыточна по электрической мощности: резерв составляет около 35 %, однако фактически мощность заперта в северной части энергосистемы за воздушной линией (ВЛ) ВЛ 220 кВ «Печорская ГРЭС — Зеленоборск». При этом Южный энергорайон Республики Коми является дефицитным. От 55 до 80 % нагрузки Южного энергорайона снабжает ТЭЦ АО «Монди СЛПК», от 20 до 45 % обеспечивается перетоком по ВЛ 220 кВ «Ухта — Микунь», ВЛ 220 кВ «Ухта — Синдор», ВЛ 220 кВ «Микунь — Синдор». Производство электроэнергии в Республике Коми определяется внутренними потребностями. За пределы Республики Коми передается около 10 % производимой электроэнергии, поступает из-за пределов Республики Коми (из Кировской области) — менее 1 %.

Магистральная электрическая сетевая компания, осуществляющая деятельность на территории Республики Коми, — филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Северное предприятие магистральных электрических сетей.

На территории Республики Коми деятельность по передаче электрической энергии потребителям осуществляют 8 территориальных сетевых компаний:

- 1) филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго»;
- 2) Северный филиал ООО «Газпромэнерго»;
- 3) АО «Комиавиатранс»;
- 4) ООО «Газпром переработка»;
- 5) ООО «Газпром добыча Краснодар»;
- 6) Северная дирекция по энергообеспечению — структурное подразделение Трансэнерго — филиала ОАО «Российские железные дороги»;
- 7) филиал «Северный» ОАО «Оборонэнерго»;
- 8) АО «Коми коммунальные технологии».

Деятельность в качестве гарантирующих поставщиков на территории Республики Коми осуществляют ОАО «Коми энергосбытовая компания» и ОАО «Оборонэнергосбыт». В качестве сбытовой организации на розничном рынке электроэнергии осуществляет деятельность ООО «Русэнергосбыт».

В связи с небольшой долей нецентрализованного электроснабжения в Республике Коми электропотребление основных групп потребителей

энергосистемы совпадает со структурой электропотребления в Республике Коми в целом (рис. 1 и 2).

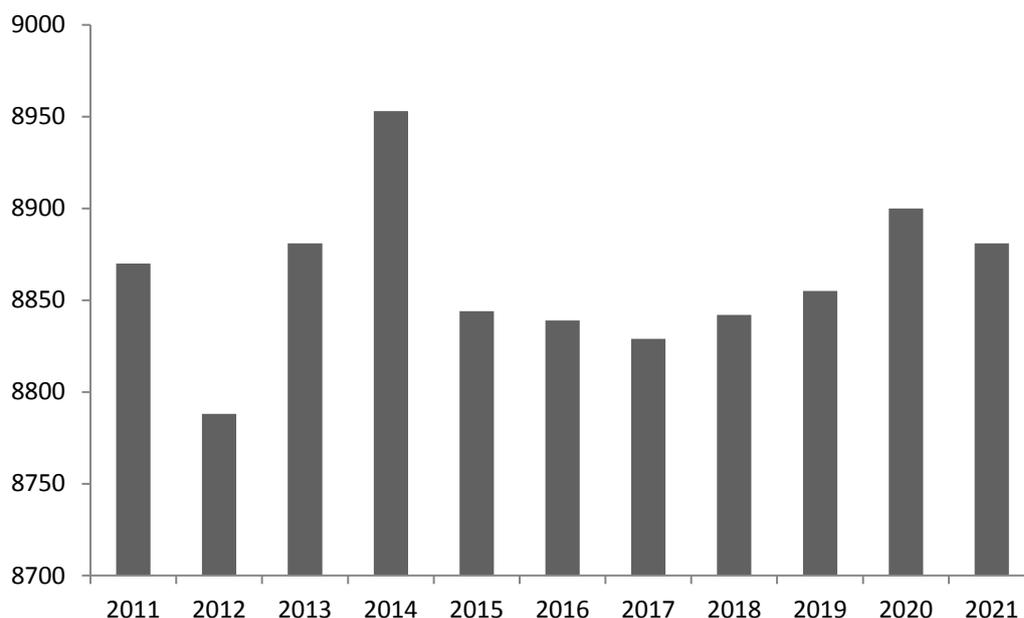


Рис. 1. Динамика электропотребления РК, млн кВт · ч (включая прогноз до 2021 г.)

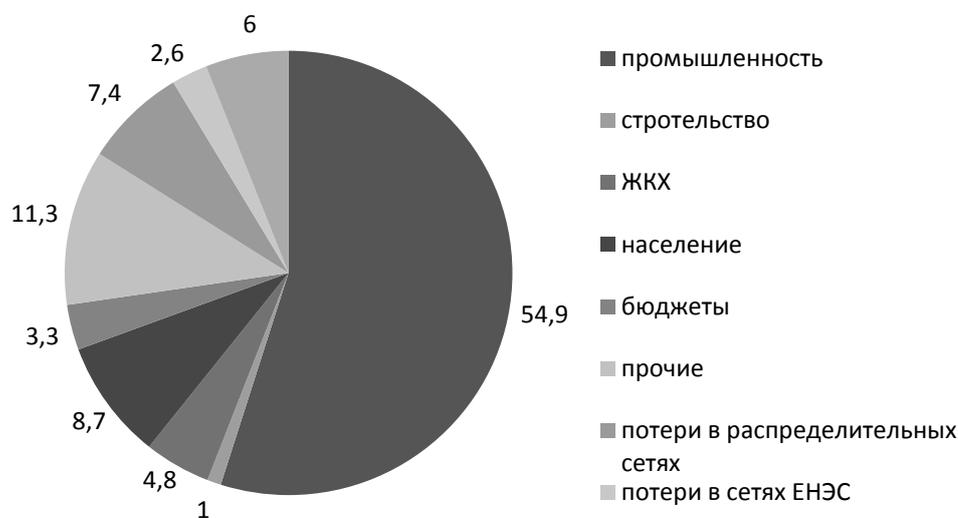


Рис. 2. Структура потребления электроэнергии в РК, %

Наиболее крупные потребители энергосистемы РК:

- АО «Монди СЛПК»;
- ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;
- АО «Воркутауголь»;
- ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»;
- ООО «Сыктывкарский фанерный завод».

Поставку тепловой энергии в системы теплоснабжения крупных муниципальных образований на территории Республики Коми осуществляют филиал «Коми» ПАО «Т Плюс» (Ухта, Сосногорск, Сыктывкар, Инта),

ООО «Воркутинские ТЭЦ» (Воркута), АО «Монди СЛПК» (Эжвинский район г. Сыктывкара), филиал «Печорская ГРЭС» АО «Интер РАО — Электрогенерация» (Печора). От теплоисточников ООО «Воркутинские ТЭЦ» наиболее крупными потребителями являются ООО «Тепловые сети Воркуты», АО «Воркутауголь». От теплоисточников «Интинская ТЭЦ» — АО «Интауголь». От теплоисточников «Сосногорская ТЭЦ» — ООО «Газпром переработка». От теплоисточников «Ухтинские тепловые сети» — ООО «Лукойл — Ухтанефтепереработка».

Энергосистема Республики Коми связана:

– с энергосистемой Кировской области через ВЛ 110 кВ «Летка — Мураши» (ВЛ-199), общая протяженность нормально разомкнутой связи 110 кВ от ПС 220 кВ Сыктывкар до ПС 220 кВ Мураши 319 км. По границе региона принимаемая мощность до 25,6 МВт, отдаваемая — 0 МВт;

– с энергосистемой Архангельской области через ВЛ 110 кВ «Жешарт — Яренск», общая протяженность нормально разомкнутой связи 110 кВ от ПС 220 кВ Микунь до ПС 220 «Микунь — Урдома», общая протяженность нормально замкнутой связи 220 кВ от ПС 220 кВ Микунь до ПС 220 кВ Коноша 630 км, от ПС 220 кВ Коноша до ПС 500 кВ Вологодская 240 км — связь с ЕЭС России. По границе региона максимальная принимаемая мощность до 65,6 МВт, максимальная отдаваемая до 195,3 МВт;

– с Ненецким автономным округом по ВЛ 220 кВ «Северный Возей — Харьгагинская» № 1 (ВЛ-283), ВЛ 220 кВ «Северный Возей — Харьгагинская» № 2 (ВЛ-282), по границе региона принимаемая мощность 0 МВт, отдаваемая мощность до 42 МВт.

В структуре топливного баланса электростанций, расположенных на территории Республики Коми наибольший удельный вес составляет газ — 70,1 %; остальные доли: уголь — 14,7 %, черный щелок и древесные отходы — 13,3 %, мазут — 1,7 %, дизельное топливо — 0,2 %.

В настоящее время в ТЭК Республики Коми осуществляют свою деятельность такие крупные организации, как ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «Енисей», ОАО «Комнедра», ООО «РН-Северная нефть», ЗАО «Печоранефтегаз», АО «Воркутауголь», АО «Шахта «Интауголь»», ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка», АО «Транснефть-Север», подразделения ООО «Газпром переработка», Вуктыльское ГПУ, филиал ПАО «МРСК Северо-Запада» «Комиэнерго», Филиал «Коми» ПАО «Т Плюс», Филиал «Печорская ГРЭС» АО «Интер РАО — Электрогенерация», которые определяют общеэкономическую ситуацию в Республике Коми. Республика Коми изначально является ресурсоизбыточным регионом. Структура распределения ТЭР следующая: 44 % добытых и произведенных ТЭР вывозится из Республики Коми, 56 % — потребляется в экономике региона.

Особенности электроэнергетики на территории Республики Коми:

– однолинейный (кроме участка «Ухта — Микунь») транзит ВЛ 220 кВ протяженностью 900 км;

- избыток мощности в северной части энергосистемы и дефицит в ее южной части, включая дефицит мощности в Архангельской энергосистеме, которая имеет связь с южной частью энергосистемы Республики Коми;
- «запертая» мощность Печорской ГРЭС из-за ограниченности пропускной способности линий транзита 220 кВ;
- постоянная, не подверженная сезонным изменениям, загруженность транзита 220 кВ «Печорская ГРЭС — Ухта — Микунь»;
- длительный срок эксплуатации большинства электростанций (40—70 лет);
- отсутствие в южном энергорайоне энергосистемы энергоисточников общего пользования, способных ликвидировать дефицит тепловой и электрической энергии;
- тяжелые климатические условия.

Потенциал возможного освоения местных топливных ресурсов (дрова, отходы лесозаготовки, биогаз) и возобновляемые источники энергии (гидро- и ветроэнергетика) в Республике Коми оцениваются в 650 тыс. т у. т. (тонн условного топлива) в год.

Сфера интересов РК в развитии возобновляемой энергетики состоит в следующем:

- исполнение задач в области охраны окружающей среды (включая производство биотоплива из промышленных отходов);
- организация производства твердого биотоплива (древесных гранул) для внутреннего потребления на экспорт;
- решение вопросов энергоэффективного теплоснабжения населенных пунктов и промышленных объектов, находящихся в зонах децентрализованного энергоснабжения.

Отходы деревопереработки. Для развития малой энергетики в центральных и южных районах Республики Коми есть большой потенциал неиспользуемого древесного биотоплива в виде отходов лесозаготовок. В настоящее время 70 % отходов деревообработки используется в качестве топлива для выработки энергии.

В июне 2015 г. введена в работу мини-ТЭЦ с котлами для сжигания древесных отходов и турбинной установкой для выработки электроэнергии ООО «СевЛесПил» установленной мощностью 2,4 МВт. С вводом мини-ТЭЦ предприятие вырабатывает 8 МВт тепла и 0,9 МВт электроэнергии. В качестве топлива используются кородревесные отходы собственного лесопильного производства в виде древесной коры и чистых древесных опилок.

На крупных предприятиях лесопромышленного комплекса Республики Коми установлены котельные на отходах лесопиления и деревообработки, позволяющие получать теплоэнергию для отопления производственных помещений и обслуживания сушильных камер.

С переводом выведенных из эксплуатации трех старых содорегенерационных котлов на сжигание кородревесных отходов крупнейшее

предприятие лесопромышленной отрасли в Республике Коми АО «Монди Сыктывкарский ЛПК» использует весь объем древесины, поступающей на предприятие для переработки. В АО «Монди Сыктывкарский ЛПК» проведена реконструкция содорегенерационного котла ЗУ с переводом на сжигание кородревесных отходов в кипящем слое.

Эффективная лесопереработка предполагает 100%-ную переработку сырья, в том числе древесных отходов и низкосортной древесины. Путем прессования хорошо размельченного первичного древесного сырья или опилок и стружек можно изготовить топливные брикеты, которые могут использоваться для отопления, но для этого требуется строительство мини-ТЭЦ и модернизация существующих котельных. Себестоимость продукции колеблется в диапазоне от 3,5 тыс. руб. до 4,5 тыс. руб. за 1 т.

В РК производство топливных брикетов есть в Усть-Куломском, Троицко-Печорском, Койгородском и Сыктывдинском районах.

Для увеличения использования древесных отходов лесоперерабатывающего и лесозаготовительного производства, а также низкосортной древесины для эффективного производства тепловой, электрической энергии и горячей воды, содействия в реализации проектов по строительству (реконструкции) коммунальных котельных, теплоэлектростанций, использующих в качестве основного вида топлива древесные отходы и низкосортную древесину реализуются мероприятия подпрограммы «Использование низкосортной древесины и отходов лесопереработки в качестве топлива для производства горячей воды, тепловой и электрической энергии» региональной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории РК (2010—2020 годы)».

В рамках реализации подпрограммы «Использование низкосортной древесины и отходов лесопереработки в качестве топлива для производства горячей воды, тепловой и электрической энергии» региональной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории РК (2010—2020 годы)» разрабатываются технико-экономические обоснования по модернизации систем теплоснабжения 12 сельских населенных пунктов с использованием в качестве топлива древесных отходов, топливных гранул и топливных брикетов.

На котельных, обеспечивающих отоплением социальные объекты в п. Усть-Локчим, с. Пезмог МО МР «Корткеросский» установлены пеллетные котлы, использующие в качестве топлива топливные гранулы — пеллеты. В текущем году при закрытии убыточных котельных ОАО «Коми тепловая компания» с переводом объектов потребителей на альтернативное отопление предусматривается также установка пеллетных котлов и блок модульных котельных в МО МР «Прилузский», МР «Усть-Куломский», МР «Корткеросский» для автономного отопления социальных объектов.

В МО МР «Усть-Вымский», МО МР «Троицко-Печорский», МО МР «Сыктывдинский», МО МР «Усть-Куломский», МО МР «Корткеросский»,

МО МР «Койгородский» реализуются проекты по производству топливных гранул, древесного угля, щепы, расширение брикетного производства.

Использование черного щелока. При производстве бумаги на АО «Монди Сыктывкарский ЛПК» образуется черный щелок, который используется в качестве топлива на ТЭЦ. На предприятии эксплуатируется котел СРК-3560 (ст. № 7У), сжигающий 3,56 тыс. т черного щелока в сутки. Ежегодно сжигается более 500 тыс. т у. т. черного щелока, что составляет более четверти от общего потребления топлива на ТЭЦ.

Использование шахтного метана. В Печорском угольном бассейне реализован проект по внедрению в АО «Воркутауголь» газопоршневых электростанций в контейнерном исполнении, утилизирующих шахтный газ метан.

В настоящее время в АО «Воркутауголь» для утилизации метана установлено оборудование на вентиляционном стволе № 2 и основной промплощадке шахты «Северная» двух газопоршневых электростанций мощностью 12 и 6 МВт (ГПТЭС-1 и ГПТЭС-2 соответственно). Проект предусматривает утилизацию дегазационного метана с одновременной выработкой тепловой и электрической энергии для нужд шахты. Всего планируется утилизировать до 28000 тыс. м³ метана.

Использование попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ — это смесь газов углеводородной группы и других газов, выделяющихся при добыче нефти и ее сепарации, высококалорийное и экологически чистое топливо. Во всем мире существует практика использования попутного нефтяного газа на установках для выработки электроэнергии и тепловой энергии для промышленных нужд.

За счет развития собственной генерации электроэнергии компании утилизируют попутный нефтяной газ на уровне 95 % и используют для выработки электроэнергии, что является экономически целесообразным в плане снижения потребления электроэнергии от сторонних поставщиков.

К перспективным направлениям промышленной утилизации попутного нефтяного газа относятся: микротурбинные или газопоршневые установки, покрывающие потребность нефтепромыслов в электрической и тепловой энергии; малогабаритные установки сепарации для получения товарной продукции (топливного метана на собственные нужды, широкой фракции углеводородов, газового бензина); комплексы конвертации попутного нефтяного газа в метанол и синтетические жидкие углеводороды (автомобильный бензин, дизтопливо и т.п.).

Нефтяные компании разрабатывают мероприятия по увеличению коэффициента использования попутного нефтяного газа. ОАО «ЛУКОЙЛ-Коми» после переработки и подготовки попутный нефтяной газ направляет потребителям Усинского района и на Печорскую ГРЭС. ООО «РН-Северная нефть» начала эксплуатацию газогенераторных установок, работающих на попутном газе. Постепенно планируется перевести все

электроснабжение на попутный газ. ООО «Енисей» направляет попутный газ на нужды жилищно-коммунального хозяйства города Усинска.

Использование потока воды. Одним из возможных направлений применения возобновляемых источников энергии является использование гидроэнергетического потенциала малых рек.

Очевидно, что стоимость электроэнергии, выработанной на малых ГЭС, уже сейчас ниже стоимости электроэнергии, выработанной на традиционных типах электростанций. К тому же из-за постоянно растущих цен на энергоносители стоимость электроэнергии на традиционных электростанциях постоянно повышается. Использование энергии воды будет способствовать децентрализации объединенной энергетической системы и улучшению энергоснабжения отдаленных и труднодоступных районов сельской местности. В связи с этим рассматривается реализация пилотного проекта по реконструкции малой гидроэлектростанции «Кажымская» в поселке Кажым Койгородского района с установленной мощностью 550 кВт.

В рамках Соглашения о сотрудничестве в области малой гидроэнергетики между Правительством Республики Коми и АО «Норд Гидро», утвержденного распоряжением Правительства Республики Коми от 11.08.2014 № 287-р, АО «Норд Гидро» разработана проектная документация по реконструкции МГЭС «Кажымская». Ввод в эксплуатацию МГЭС «Кажымская» установленной мощностью 550 кВт и выработкой порядка 2 млн кВт · ч электроэнергии в год был запланирован на 2017 г., однако она не была запущена [4].

Контрольные вопросы

1. Когда была изобретена первая ветряная мельница с крыльями?
2. Кто впервые ввел термин «электричество»?
3. В честь кого был назван «гальванический элемент»?
4. Кто объединил разобщенные понятия электричества и магнетизма?
5. Что представляет собой электрическая свеча, созданная Яблочковым?
6. Где в России впервые была введена первая наружная установка электрического освещения?
7. Какую мощность имели первые в России и мире электростанции?
8. Что такое план ГОЭЛРО и его значение?
9. Когда в СССР была введена в пробную эксплуатацию электростанция, работающая на солнечной энергии?
10. Что такое Киотский протокол и каково его значение?
11. Назовите основные даты в развитии энергетики России.
12. Что представляет собой энергетическая система республики Коми?

2. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

2.1. Основы государственной энергетической политики и этапы ее реализации

Проведение долгосрочной государственной энергетической политики для защиты прав и законных интересов граждан и хозяйствующих субъектов, обеспечения обороны и безопасности государства, эффективного управления государственной собственностью, достижения качественно нового состояния энергетического сектора осуществляется на следующих неизменных принципах:

- 1) последовательность действий государства по реализации важнейших стратегических ориентиров развития энергетики;
- 2) заинтересованность в создании сильных и устойчиво развивающихся энергетических компаний, достойно представляющих Россию на внешних рынках и способствующих успешному функционированию конкурентных внутренних рынков;
- 3) обоснованность и предсказуемость государственного регулирования, направленного на стимулирование частной предпринимательской инициативы в области реализации целей государственной политики, в том числе в инвестиционной сфере.

Главные стратегические ориентиры:

- энергетическая безопасность;
- энергетическая эффективность экономики;
- бюджетная эффективность энергетики;
- экологическая безопасность энергетики.

Основные составляющие:

- недропользование и управление государственным фондом недр;
- развитие внутренних энергетических рынков;
- формирование рационального топливно-энергетического баланса;
- региональная энергетическая политика;
- инновационная и научно-техническая политика в энергетике;
- социальная политика в энергетике;
- внешняя энергетическая политика.

Главные механизмы осуществления:

- создание благоприятной экономической среды для функционирования топливно-энергетического комплекса (включая согласованное тарифное, налоговое, таможенное, антимонопольное регулирование и институциональные преобразования в топливно-энергетическом комплексе);
- введение системы перспективных технических регламентов, национальных стандартов и норм, повышающих управляемость и стимулирующих реализацию важнейших приоритетов и ориентиров развития энергетики, включая повышение энергоэффективности экономики;

- стимулирование и поддержка стратегических инициатив хозяйствующих субъектов в инвестиционной, инновационной, энергосберегающей, экологической и других имеющих приоритетное значение сферах;
- повышение эффективности управления государственной собственностью в энергетике.

Цель государственной энергетической политики — обеспечение:

- последовательного продвижения по пути достижения целей и решения задач Энергетической стратегии России на период до 2030 года [6];
- координации указанной политики с социально-экономическим развитием страны в целом;
- учета качественных различий во внешних и внутренних условиях развития и параметрах состояния энергетического сектора, а также в характере и направленности мероприятий государственной энергетической политики в разные периоды ее осуществления.

Этапы реализации

Первый этап — это этап выхода из кризиса и формирования основ новой экономики. В соответствии с этим главной задачей является скорейшее преодоление кризисных явлений в экономике и энергетике с целью достижения устойчивых темпов экономического и энергетического развития, а также использования открываемых в период кризиса возможностей для качественного обновления и модернизации российского топливно-энергетического комплекса.

Основные риски первого этапа заключаются в возможности более тяжелых, чем ожидалось, последствий кризиса, а также его большей продолжительности, в недостаточном темпе и эффективности тех преобразований в топливно-энергетическом комплексе, которые должны к концу этапа создать основу для устойчивого посткризисного развития.

В этой связи на первом этапе должны быть созданы необходимые условия и сняты основные барьеры (как на внутреннем рынке, так и во взаимодействии с зарубежными партнерами) для обеспечения ускоренного продвижения по всем важнейшим составляющим государственной энергетической политики. Одновременно необходимо скорректировать и синхронизировать планы и программы развития энергетического сектора с мероприятиями (с учетом вероятной корректировки сроков и параметров реализации последних в результате влияния глобального экономического кризиса).

В этот период планируется осуществить работы по развитию и обновлению основных производственных фондов и инфраструктуры энергетического сектора (в том числе по завершению наиболее важных из ранее начатых проектов), выделить территории и регионы, в которых необходимо обеспечить опережающее развитие энергетической инфраструктуры и перелом негативных тенденций в развитии сырьевой базы энергетики, завершить формирование базовых рыночных институтов, стабильной и эффективной нормативной правовой базы и системы государственного регулирования в энергетике.

На этом этапе российский топливно-энергетический комплекс также будет активно способствовать скорейшему выходу из кризиса и последующему активному инновационному развитию смежных отраслей промышленности (машиностроение, трубная промышленность и др.) за счет размещения заказов на необходимые энергетике виды материалов и оборудования.

Внешними условиями для развития российского энергетического сектора в этот период будут сначала последствия глобального экономического кризиса, а затем переход к вероятному посткризисному росту мировой экономики, что будет характеризоваться нестабильностью и непредсказуемостью динамики мировых финансовых, фондовых и энергетических рынков. В этих условиях возрастет роль государственного участия в развитии российского энергетического сектора, в том числе в обеспечении необходимыми ресурсами для строительства и модернизации энергетической инфраструктуры, предоставлении бизнесу государственных гарантий под реализацию приоритетных долгосрочных инвестиционных проектов, поддержке финансово-экономической устойчивости системообразующих компаний энергетического сектора.

Второй этап — это этап перехода к инновационному развитию и формирования инфраструктуры новой экономики. В соответствии с этим доминантой второго этапа будет общее повышение энергоэффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса и экономике в целом как результат проведенных на первом этапе мероприятий по модернизации основных производственных фондов и соответствующих нормативно-правовых и институциональных преобразований, а также реализация инновационных и новых капиталоемких энергетических проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на континентальном шельфе арктических морей и полуострове Ямал.

Основные риски второго этапа связаны с возможностью отставания российского энергетического сектора от ускоренного посткризисного развития передовых стран, с отсутствием к концу этапа необходимых условий для последующего перехода к инновационной энергетике будущего.

На этом этапе должно быть развернуто широкое инновационное обновление отраслей топливно-энергетического комплекса за счет отечественных технологий, материалов и оборудования, полученных в результате активного взаимодействия топливно-энергетического комплекса и промышленности на первом этапе, а также международного сотрудничества.

Внешними условиями развития российского энергетического сектора в этот период будет стабилизация мирового энергетического рынка в преддверии перехода на новую технологическую волну, связанную с расширенным использованием неуглеводородной энергетики в экономике, а также общее уменьшение зависимости российской экономики и бюджета от деятельности топливно-энергетического комплекса страны. Именно в этот период, как ожидается, топливно-энергетический ком-

плекс сможет уступить свое лидирующее положение в российской экономике и формировании бюджетных поступлений в пользу новых инновационных источников роста на базе обрабатывающего производства и сектора высокотехнологичных наукоемких услуг.

В этих условиях прямое государственное участие в развитии энергетического сектора будет постепенно ослабевать и заменяться на различные формы частно-государственного партнерства, особенно в части строительства и модернизации энергетической инфраструктуры, развития инноваций. При этом государство усилит свое регулирующее влияние в сфере совершенствования и оптимизации институциональной среды в российском энергетическом секторе.

Третий этап — это этап развития инновационной экономики. В соответствии с этим основным содержанием этого этапа станет постепенный переход к энергетике будущего с принципиально иными технологическими возможностями дальнейшего развития, с опорой на высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов и новых неуглеводородных источников энергии и технологий ее получения.

Инновационное развитие российской энергетики будет при этом обеспечено заложенным на предыдущих этапах инвестиционным и инновационным фундаментом в виде новых технологий, оборудования и принципов функционирования топливно-энергетического комплекса России и смежных отраслей.

Основные риски третьего этапа связаны с обеспечением необходимого уровня качества и эффективности инноваций в энергетическом секторе.

Внешними условиями развития энергетического сектора на третьем этапе будут значительное снижение доли энергетического сектора в экономике России за счет его вытеснения неэнергетическими источниками инновационного экономического роста и активное развитие неуглеводородной энергетики в мире.

В этих условиях роль государственного участия в развитии энергетического сектора будет заключаться преимущественно в поддержке инновационных направлений развития энергетического сектора (неуглеводородная энергетика и др.), а также в регулировании и обеспечении устойчивой институциональной среды для эффективного функционирования энергетического сектора.

Срок окончания третьего этапа — 2030 г. [5].

2.2. Нормативно-правовая основа энергосбережения

Энергосбережение — реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при со-

хранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг) [6].

Россия располагает масштабным недоиспользуемым потенциалом энергосбережения, который по способности решать проблему обеспечения экономического роста страны сопоставим с приростом производства всех первичных энергетических ресурсов.

Энергоемкость российской экономики существенно превышает в расчете по паритету покупательной способности аналогичный показатель в США, в Японии и развитых странах Европейского союза.

Барьеры, сдерживающие развитие энергосбережения и энергоэффективности в стране, можно разделить на четыре основные группы:

- 1) недостаток мотивации;
- 2) недостаток информации;
- 3) недостаток опыта финансирования проектов;
- 4) недостаток организации и координации.

Существуют два пути решения возникшей проблемы. Первый — крайне капиталоемкий путь наращивания добычи нефти и газа и строительства новых объектов электрогенерации. Второй — существенно менее затратный, связанный с обеспечением экономического роста в стране за счет повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов. На практике необходим симбиоз первого и второго вариантов с несомненным приоритетом энергоэффективности [7].

Необходимо создать такие условия, которые бы определяли интерес к энергосбережению всех участников процесса — органов власти, энергосберегающих организаций, потребителей, финансовых структур и т. д. Для этого требуется нормативно-правовая основа деятельности (рис. 3).

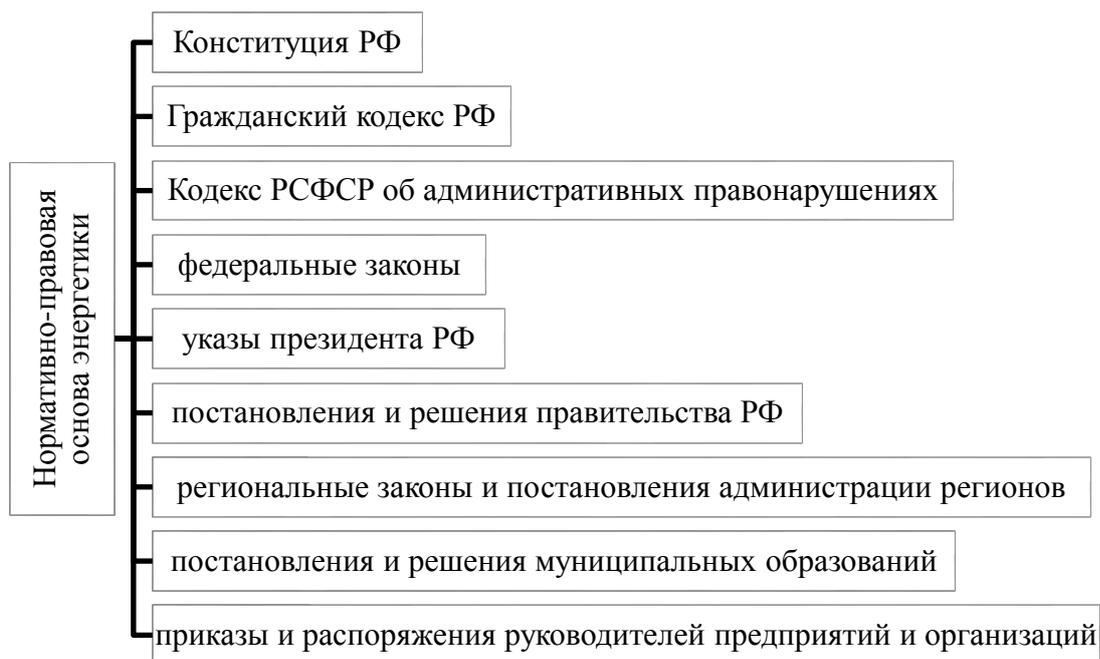


Рис. 3. Иерархия нормативно-правовой основы энергетики

Перечень основных нормативных правовых актов РФ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

1. Стратегические и руководящие документы:

– Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утв. распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.

– Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года, утв. распоряжением Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р.

– Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».

– Постановление Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2013 г. № 109 «Об утверждении Положения о Правительственной комиссии по вопросам топливно-энергетического комплекса, воспроизводства минерально-сырьевой базы и повышения энергетической эффективности экономики и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации».

2. Федеральные законы:

– «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ.

– «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ.

– «О водоснабжении и водоотведении» от 7 декабря 2011 г. № 416-ФЗ.

– «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса» от 3 декабря 2011 г. № 382-ФЗ.

3. Законодательные акты, в которые Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ внесены изменения

– Закон РФ от 7 февраля 1992 г. № 2300-1 «О защите прав потребителей».

– Федеральный закон от 6 октября 1999 г. № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации».

– Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

– Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

– Федеральный закон от 6 октября 2003 г. № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации».

– Жилищный кодекс Российской Федерации.

– Градостроительный кодекс Российской Федерации.

– Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях.

- Бюджетный кодекс Российской Федерации.
- Налоговый кодекс Российской Федерации.

4. Подзаконные нормативные акты, принятые во исполнение Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ:

Статья 10. Обеспечение энергетической эффективности приобретения товаров:

– Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1222 «О видах и характеристиках товаров, информация о классе энергетической эффективности которых должна содержаться в технической документации, прилагаемой к этим товарам, в их маркировке, на их этикетках, и принципах правил определения производителями, импортерами класса энергетической эффективности товара».

– Приказ Минпромторга России от 29 апреля 2010 г. № 357 «Об утверждении Правил определения производителями и импортерами класса энергетической эффективности товара и иной информации о его энергетической эффективности».

– Приказ Минпромторга России от 7 сентября 2010 г. № 768 «Об утверждении Правил включения информации о классе энергетической эффективности товара в техническую документацию, прилагаемую к товару, в его маркировку и нанесения этой информации на его этикетку».

– Постановление Правительства РФ от 3 сентября 2010 г. № 681 «Об утверждении Правил обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде».

Статья 11. Обеспечение энергетической эффективности зданий, строений, сооружений:

– Постановление Правительства РФ от 25 января 2011 г. № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов».

– Постановление Правительства РФ от 1 февраля 2006 г. № 54 «О государственном строительном надзоре в Российской Федерации».

Статья 12. Обеспечение энергосбережения и повышения энергетической эффективности в жилищном фонде, в садоводческих, огороднических и дачных некоммерческих объединениях граждан:

– Приказ Минрегиона России от 8 апреля 2011 г. № 161 «Об утверждении «Правил определения классов энергетической эффективности многоквартирных домов» и «Требований к указателю класса энергетической эффективности многоквартирного дома, размещаемого на фасаде многоквартирного дома».

– Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2011 г. № 18 «Об утверждении Правил осуществления государственного контроля (надзора)

ра) за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

– Постановление Правительства РФ от 13 августа 2006 г. № 491 «Об утверждении Правил содержания общего имущества в многоквартирном доме и правил изменения размера платы за содержание и ремонт жилого помещения в случае оказания услуг и выполнения работ по управлению, содержанию и ремонту общего имущества в многоквартирном доме ненадлежащего качества и (или) с перерывами, превышающими установленную продолжительность».

– Приказ Минрегиона России от 29 июля 2010 г. № 338 «Об утверждении перечня рекомендуемых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении объектов инфраструктуры и другого имущества общего пользования садоводческих, огороднических и дачных некоммерческих объединений граждан».

– Приказ Минрегиона России от 2 сентября 2010 г. № 394 «Об утверждении примерной формы перечня мероприятий для многоквартирного дома (группы многоквартирных домов) как в отношении общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме, так и в отношении помещений в многоквартирном доме, проведение которых в большей степени способствует энергосбережению и повышению эффективности использования энергетических ресурсов».

Статья 13. Обеспечение учета используемых энергетических ресурсов и применения приборов учета используемых энергетических ресурсов при осуществлении расчетов за энергетические ресурсы:

– Приказ Минэнерго России от 7 апреля 2010 г. № 149 «Об утверждении порядка заключения и существенных условий договора, регулирующего условия установки, замены и (или) эксплуатации приборов учета используемых энергетических ресурсов».

– Приказ Минэнерго России от 16 апреля 2010 г. № 178 «Об утверждении примерной формы предложения об оснащении приборами учета используемых энергетических ресурсов».

– Приказ Минпромторга России от 21 января 2011 г. № 57 «Об утверждении методических рекомендаций по техническим требованиям к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии».

– Приказ Минрегиона России от 7 июня 2010 г. № 273 «Об утверждении Методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях».

– Приказ Минэнерго России от 22 марта 2011 г. № 86 «Об утверждении Методических рекомендаций по техническим характеристикам систем и приборов учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета».

Статья 14. Повышение энергетической эффективности экономики субъектов Российской Федерации и экономики муниципальных образований:

– Указ Президента РФ от 13 мая 2010 г. № 579 «Об оценке эффективности деятельности органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

– Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

– Приказ Минэкономразвития России от 17 февраля 2010 г. № 61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, который может быть использован в целях разработки региональных, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

– Приказ Минэкономразвития России от 4 июня 2010 г. № 229 «О требованиях энергетической эффективности товаров, используемых для создания элементов конструкций зданий, строений, сооружений, в том числе инженерных систем ресурсоснабжения, влияющих на энергетическую эффективность зданий, строений, сооружений».

– Приказ Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях».

Статья 15. Энергетическое обследование:

Приказ Минэнерго России от 19 апреля 2010 г. № 182 «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования».

Статья 18. Требования к саморегулируемым организациям в области энергетического обследования:

– Приказ Минэнерго России от 30 декабря 2011 г. № 650 «Об утверждении Порядка проведения Министерством энергетики Российской Федерации плановых и внеплановых проверок саморегулируемых организаций в области энергетического обследования».

– Приказ Минэнерго России от 22 июня 2010 г. № 283 «Об утверждении Административного регламента исполнения Министерством энергетики Российской Федерации государственной функции по ведению государственного реестра саморегулируемых организаций в области энергетического обследования».

Статья 19. Энергосервисный договор (контракт):

– Постановление Правительства РФ от 18 августа 2010 г. № 636 «О требованиях к условиям энергосервисного договора (контракта) и об особенностях определения начальной (максимальной) цены энергосервисного договора (контракта) (цены лота)».

– Постановление Правительства РФ от 13 августа 2006 г. № 491 «Об утверждении Правил содержания общего имущества в многоквартирном доме и правил изменения размера платы за содержание и ремонт жилого помещения в случае оказания услуг и выполнения работ по управлению, содержанию и ремонту общего имущества в многоквартирном доме ненадлежащего качества и (или) с перерывами, превышающими установленную продолжительность».

– Приказ Минрегиона России от 27 июня 2012 г. № 252 «Об утверждении примерных условий энергосервисного договора, направленного на сбережение и (или) повышение эффективности потребления коммунальных услуг при использовании общего имущества в многоквартирном доме».

Статья 20. Договоры купли-продажи, поставки, передачи энергетических ресурсов, включающие в себя условия энергосервисного договора (контракта):

Приказ Минэкономразвития РФ от 11 мая 2010 г. № 174 «Об утверждении примерных условий энергосервисного договора (контракта), которые могут быть включены в договор купли-продажи, поставки, передачи энергетических ресурсов (за исключением природного газа)».

Статья 23. Государственная информационная система в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

– Постановление Правительства РФ от 1 июня 2010 г. № 391 «О порядке создания государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и условий для ее функционирования».

– Постановление Правительства РФ от 25 января 2011 г. № 20 «Об утверждении Правил представления федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления информации для включения в государственную информационную систему в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

Статья 24. Обеспечение энергосбережения и повышения энергетической эффективности государственными (муниципальными) учреждениями:

– Приказ Минэкономразвития России от 24 октября 2011 г. № 591 «О порядке определения объемов снижения потребляемых государственным (муниципальным) учреждением ресурсов в сопоставимых условиях».

– Письмо Минфина России от 30 декабря 2010 г. № 02-03-06/5448 о возможности использования государственными (муниципальными) учреждениями средств, сэкономленных в результате мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Статья 25. Обеспечение энергосбережения и повышения энергетической эффективности организациями с участием государства или муниципального образования и организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности:

– Постановление Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340».

– Постановление Правительства РФ от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

– Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».

– Приказ ФСТ России от 26 октября 2010 г. № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».

– Распоряжение Правительства РФ от 19 января 2010 г. № 30-р «Об утверждении плана мероприятий по переходу в 2010 году к регулированию цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые территориальными сетевыми организациями, в форме установления долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности таких организаций, в том числе на основе метода доходности инвестированного капитала, а также об утверждении сроков перехода».

– Приказ Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации».

Статья 26. Обеспечение энергетической эффективности при размещении заказов для государственных или муниципальных нужд:

– Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1221 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд».

– Приказ Минэкономразвития России от 9 марта 2011 г. № 88 «О требованиях энергетической эффективности в отношении товаров, для которых уполномоченным федеральным органом исполнительной власти определены классы энергетической эффективности».

Статья 27. Направления и формы государственной поддержки в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

– Постановление Правительства РФ от 31 июля 2014 г. № 754 «О предоставлении субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на реализацию региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и признании утратившими силу актов Правительства Российской Федерации».

– Постановление Правительства РФ от 14 декабря 2010 г. № 1016 «Об утверждении Правил отбора инвестиционных проектов и принципов для предоставления государственных гарантий Российской Федерации по кредитам либо облигационным займам, привлекаемым на осуществление инвестиционных проектов».

– Постановление Правительства РФ от 14 декабря 2010 г. № 1017 «О порядке предоставления государственных гарантий Российской Федерации по кредитам либо облигационным займам, привлекаемым юридическими лицами, отобранными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, на осуществление инвестиционных проектов».

– Постановление Правительства Российской Федерации от 3 июня 2006 г. № 351 «О порядке предоставления государственных гарантий Российской Федерации по заимствованиям, осуществляемым субъектами Российской Федерации или муниципальными образованиями для обеспечения земельных участков инженерной инфраструктурой и модернизации объектов коммунальной инфраструктуры в целях жилищного строительства».

– Постановление Правительства Российской Федерации от 5 сентября 2011 г. № 746 «Об утверждении Правил предоставления субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на реализацию региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

– Приказ Минэкономразвития России от 4 июня 2010 г. № 229 «О требованиях энергетической эффективности товаров, используемых для создания элементов конструкций зданий, строений, сооружений, в том числе инженерных систем ресурсоснабжения, влияющих на энергетическую эффективность зданий, строений, сооружений».

– Приказ Минэнерго России от 12 марта 2013 г. № 101 «Об утверждении Порядка оценки эффективности использования субсидии,

предоставленной из федерального бюджета бюджету субъекта Российской Федерации на реализацию региональной программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, и соблюдения условий ее предоставления».

– Приказ Минэнерго России от 24 октября 2011 г. № 477 «Об утверждении формы соглашения о предоставлении субсидии из федерального бюджета бюджету субъекта Российской Федерации на реализацию региональной программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и формы заявки субъекта Российской Федерации о перечислении субсидии из федерального бюджета бюджету субъекта Российской Федерации на реализацию региональной программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

Статья 28. Государственный контроль за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности:

– Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2011 г. № 318 «Об утверждении Правил осуществления государственного контроля за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

– Приказ ФАС России от 26 июня 2012 г. № 415 «Об утверждении административного регламента Федеральной антимонопольной службы по исполнению государственной функции по осуществлению контроля за соблюдением законодательства Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности организациями, обязанными осуществлять деятельность по установке, замене, эксплуатации приборов учета используемых энергетических ресурсов, требований о заключении и исполнении договора об установке, замене, эксплуатации указанных приборов, порядка его заключения, а также требований о предоставлении предложений об оснащении приборами учета используемых энергетических ресурсов».

– Приказ Ростехнадзора от 2 февраля 2012 г. № 72 «Об утверждении Административного регламента по исполнению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной функции по осуществлению государственного контроля и надзора за соблюдением юридическими лицами, в уставных капиталах которых доля (вклад) Российской Федерации, субъекта Российской Федерации, муниципального образования составляет более чем 50 процентов и (или) в отношении которых Российская Федерация, субъект Российской Федерации, муниципальное образование имеют право прямо или косвенно распоряжаться более чем 50 процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы таких юридических лиц, государственными и

муниципальными унитарными предприятиями, государственными и муниципальными учреждениями, государственными компаниями, государственными корпорациями, а также юридическими лицами, имущество которых либо более чем 50 процентов акций или долей в уставном капитале которых принадлежит государственным корпорациям, требования о принятии программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

– Приказ Ростехнадзора от 12 декабря 2011 г. № 697 «Об утверждении Административного регламента по исполнению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной функции по осуществлению государственного контроля и надзора за соблюдением в пределах своей компетенции собственниками нежилых зданий, строений, сооружений в процессе их эксплуатации требований энергетической эффективности, предъявляемых к таким зданиям, строениям, сооружениям, требований об их оснащении приборами учета используемых энергетических ресурсов».

– Приказ Ростехнадзора от 22 ноября 2011 г. № 653 «Об утверждении Административного регламента по исполнению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной функции по осуществлению государственного контроля и надзора за проведением обязательного энергетического обследования в установленный срок».

5. Иные нормативно-правовые акты, регулирующие отношения в сфере энергосбережения:

– Приказ Росстата от 29 апреля 2010 г. № 176 «Об утверждении форм федерального статистического наблюдения за энергосбережением».

– Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 235 «О внесении изменений в Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

– Постановление Правительства РФ от 20 февраля 2010 г. № 67 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам определения полномочий федеральных органов исполнительной власти в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» [8].

2.3. Энергетическое обследование

Энергетическое обследование — сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте [7].

Энергетическое обследование проводится в соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23.11.2009.

Энергетическое обследование может проводиться в отношении продукции, технологического процесса, а также юридического лица, индивидуального предпринимателя.

Основные цели:

- получение объективных данных об объеме используемых энергетических ресурсов;
- определение показателей энергетической эффективности;
- определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- разработка перечня типовых, общедоступных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и проведение их стоимостной оценки.

Деятельность по проведению энергетического обследования вправе осуществлять только лица, являющиеся членами саморегулируемых организаций в области энергетического обследования.

Создание и функционирование саморегулируемых организаций в области энергетического обследования должны осуществляться в соответствии с требованиями [7; 9].

Энергетическое обследование проводится в добровольном порядке, за исключением случаев, если в соответствии [7] оно должно быть проведено в обязательном порядке.

По результатам энергетического обследования проводившее его лицо составляет энергетический паспорт и передает его лицу, заказавшему проведение энергетического обследования.

Паспорт энергетического обследования многоквартирного дома, подлежит передаче лицом, его составившим, собственникам помещений в многоквартирном доме или лицу, ответственному за содержание многоквартирного дома.

Энергетический паспорт должен содержать информацию:

- об оснащенности приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- об объеме используемых энергетических ресурсов и о его изменении;
- о показателях энергетической эффективности;
- о величине потерь переданных энергетических ресурсов (для организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов);
- о потенциале энергосбережения, в том числе об оценке возможной экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении;
- о перечне типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Уполномоченным федеральным органом исполнительной власти устанавливаются требования к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, а также к энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, в том числе требования к его форме и содержанию, правила направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования, в этот федеральный орган исполнительной власти. Указанные требования могут различаться в зависимости от типов организаций, объектов (зданий, строений, сооружений) производственного или непромышленного назначения, энергетического оборудования, технологических процессов и иных критериев).

Энергетические паспорта на здания, строения, сооружения, вводимые в эксплуатацию после осуществления строительства, реконструкции, капитального ремонта, могут составляться на основании проектной документации.

Обязательное энергетическое обследование. Проведение энергетического обследования является обязательным для следующих лиц:

- органов государственной власти, органов местного самоуправления, наделенных правами юридических лиц;
- организаций с участием государства или муниципального образования;
- организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности;
- организаций, осуществляющих производство и (или) транспортировку воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, добычу природного газа, нефти, угля, производство нефтепродуктов, переработку природного газа, нефти, транспортировку нефти, нефтепродуктов;
- организаций, совокупные затраты которых на потребление природного газа, дизельного и иного топлива, мазута, тепловой энергии, угля, электрической энергии превышают 10 млн руб. за календарный год;
- организаций, проводящих мероприятия в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, финансируемых полностью или частично за счет средств федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации, местных бюджетов.

Указанные лица обязаны были организовать и провести первое энергетическое обследование в период со дня вступления в силу [7], последующие энергетические обследования — не реже чем один раз каждые пять лет.

В целях выявления указанных лиц федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на осуществление государственного контроля за соблюдением требования о проведении обязательного энергетического обследования в установленные сроки, вправе запрашивать в соответствии со своей компетенцией и безвозмездно получать:

- у организаций, осуществляющих продажу, поставки энергетических ресурсов, данные об объеме и о стоимости поставляемых ими энер-

гетических ресурсов организациям, которые являются потребителями этих поставляемых энергетических ресурсов;

– органов государственной власти, органов местного самоуправления, организаций сведения и материалы, необходимые для осуществления государственного контроля за соблюдением требования о проведении обязательного энергетического обследования в установленные сроки.

Сбор и анализ данных энергетических паспортов, составленных по результатам энергетических обследований. Уполномоченный федеральный орган исполнительной власти осуществляет сбор, обработку, систематизацию, анализ, использование данных энергетических паспортов, составленных по результатам обязательных энергетических обследований, а также данных энергетических паспортов, составленных по результатам добровольных энергетических обследований, в соответствии с требованиями, определенными Правительством РФ.

Каждая саморегулируемая организация в области энергетического обследования один раз в три месяца обязана направлять заверенные ею копии энергетических паспортов в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти.

Уполномоченный федеральный орган исполнительной власти вправе запрашивать и получать у саморегулируемых организаций в области энергетического обследования данные о проведенных в добровольном порядке энергетических обследованиях, а также данные составленных по результатам таких обследований энергетических паспортов.

Информация, полученная при обработке, систематизации и анализе данных энергетических паспортов, используется в целях получения объективных данных об уровне использования органами и организациями энергетических ресурсов, о потенциале их энергосбережения и повышения энергетической эффективности, о лицах, достигших наилучших результатов при проведении энергетических обследований, об органах и организациях, имеющих наилучшие показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, об иных получаемых в результате энергетического обследования показателях.

Требования к саморегулируемым организациям в области энергетического обследования. Статус саморегулируемой организации может приобрести некоммерческая организация, основанная на членстве, при условии ее соответствия требованиям [7].

Для внесения в государственный реестр саморегулируемых организаций сведений о некоммерческой организации ею представляются в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти соответствующие документы.

Некоммерческая организация вправе приобрести статус саморегулируемой организации в области энергетического обследования при условии ее соответствия следующим требованиям:

– объединение в составе некоммерческой организации в качестве ее членов не менее чем двадцать пять субъектов предпринимательской деятельности или не менее чем сорок субъектов профессиональной деятельности либо объединение в составе некоммерческой организации в качестве ее членов не менее чем пятнадцать субъектов предпринимательской деятельности и не менее чем десять субъектов профессиональной деятельности;

– наличие указанных в [7], в том числе стандартов и правил, обязательных для выполнения всеми членами саморегулируемой организации;

– наличие компенсационного фонда, сформированного за счет взносов членов саморегулируемой организации в области энергетического обследования, которая может возникнуть в результате причинения им вреда вследствие недостатков оказанных услуг по энергетическому обследованию.

Саморегулируемая организация обязана разработать и утвердить следующие документы:

– порядок приема в члены саморегулируемой организации и прекращения членства;

– стандарты и правила, регламентирующие порядок проведения энергетических обследований, в том числе стандарты и правила оформления энергетического паспорта, стандарты и правила определения перечня мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, стандарты и правила расчета потенциала энергосбережения;

– перечень мер дисциплинарного воздействия за нарушение требований стандартов и правил;

– стандарты раскрытия информации о деятельности саморегулируемой организации и о деятельности ее членов.

Членами саморегулируемой организации в области энергетического обследования могут стать:

– юридическое лицо при условии наличия не менее чем четырех работников, заключивших с ним трудовой договор и получивших знания в указанной области;

– индивидуальный предприниматель при условии наличия у него знаний в указанной области и (или) наличия знаний в указанной области не менее чем у одного физического лица, заключившего с таким индивидуальным предпринимателем трудовой или гражданско-правовой договор;

– физическое лицо при условии наличия у него знаний в указанной области.

Члены саморегулируемой организации — юридические лица и индивидуальные предприниматели вправе проводить энергетические обследования в отношении самих себя и принадлежащих им объектов.

Члены саморегулируемой организации—физические лица, осуществляющие деятельность в области энергетического обследования на основании трудового договора, заключенного с работодателем, вправе

проводить энергетические обследования в отношении работодателя и принадлежащих ему объектов.

Конфиденциальная информация, полученная в ходе проведения энергетического обследования, не подлежит разглашению, за исключением случаев, установленных законодательством.

Государственный контроль за деятельностью саморегулируемых организаций осуществляется уполномоченным федеральным органом исполнительной власти путем проведения плановых и внеплановых проверок.

Порядок проведения плановых и внеплановых проверок устанавливается органом государственного контроля в соответствии с законодательством РФ.

Предметом государственного контроля является соблюдение требований к таким организациям и их деятельности, а также требований к проведению энергетических обследований, установленных настоящим Федеральным законом, другими федеральными законами и принимаемыми в соответствии с ними иными нормативными правовыми актами РФ.

Плановая проверка саморегулируемой организации осуществляется не чаще чем один раз в три года в соответствии с планом проверок, утвержденным органом государственного контроля.

Внеплановая проверка деятельности саморегулируемой организации проводится в целях контроля за исполнением предписаний об устранении нарушений, выявленных в ходе плановых проверок, на основании заявлений физических лиц, юридических лиц, органов государственной власти, органов местного самоуправления, а также имеющих несоответствий таким требованиям в представленных в орган государственного контроля документах саморегулируемой организации в области энергетического обследования.

В случае выявления нарушений саморегулируемой организацией установленных требований орган государственного контроля направляет в эту саморегулируемую организацию одновременно с актом о выявленных нарушениях, предписание об их устранении в разумные сроки. Указанное предписание может быть обжаловано саморегулируемой организацией в арбитражный суд.

Саморегулируемая организация в области энергетического обследования обязана представлять в орган государственного контроля по его запросу информацию, необходимую для осуществления им своих функций.

В случае несоответствия саморегулируемой организации орган государственного контроля вправе обратиться в арбитражный суд с требованием об исключении сведений о некоммерческой организации из единого государственного реестра саморегулируемых организаций.

В течение года после даты исключения сведений о некоммерческой организации из единого государственного реестра саморегулируемых организаций этой организации не предоставляется статус саморегулируемой организации [7].

2.4. Энергетический паспорт

Энергетический паспорт потребителя топливно-энергетических ресурсов — нормативный документ, содержащий показатели эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, потребляемых в процессе хозяйственной деятельности объектами производственного назначения независимо от организационных форм и форм собственности, а также энергосберегающие мероприятия.

Общие положения. Энергетический паспорт потребителя топливно-энергетических ресурсов разрабатывается на основе энергетического обследования, проводимого с целью оценки эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, разработки и реализации энергосберегающих мероприятий.

Разработку и ведение паспорта обеспечивает потребитель топливно-энергетических ресурсов.

Структура и содержание энергетического паспорта потребителя топливно-энергетических ресурсов. Энергетический паспорт состоит из следующих разделов:

- общие сведения о потребителе топливно-энергетических ресурсов;
- сведения о потреблении топливно-энергетических ресурсов;
- сведения об общем потреблении энергоносителей;
- сведения о потреблении электроэнергии;
- сведения о потреблении тепловой энергии;
- сведения о потреблении котельно-печного топлива;
- сведения о потреблении моторного топлива.
- сведения об эффективности использования топливно-энергетических ресурсов;
- мероприятия по энергосбережению и повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов;
- выводы.

Заключительный раздел энергетического паспорта потребителя ТЭР должен включать:

- перечень зафиксированных при обследовании потребителя фактов непроизводительных расходов ТЭР с указанием их величины в стоимостном и натуральном выражении;
- предлагаемые направления повышения эффективности использования ТЭР с оценкой экономии последних в стоимостном и натуральном выражении с указанием затрат, сроков внедрения и окупаемости;
- количественную оценку снижения уровня непроизводительных расходов ТЭР за счет внедрения энергосберегающих мероприятий:
 - беззатратных и низкозатратных;
 - средnezатратных;
 - высокозатратных.

Типовые формы энергетического паспорта потребителя топливно-энергетических ресурсов включают:

– титульный лист энергетического паспорта потребителя топливно-энергетических ресурсов;

– общие сведения о потребителе топливно-энергетических ресурсов, содержащие информацию о наименовании, реквизитах предприятия, объеме производства основной и вспомогательной продукции, численности персонала и другие сведения о предприятии;

– сведения об общем потреблении энергоносителей, содержащие информацию о годовом потреблении и о коммерческом учете потребления всех видов энергоносителей, используемых потребителем топливно-энергетических ресурсов;

– сведения о потреблении электроэнергии, содержащие информацию о трансформаторных подстанциях, установленной мощности электроприемников по направлениям использования с краткой энергетической характеристикой энергоемкого оборудования, о собственном производстве электрической тепловой энергии (собственной теплоэлектростанции), а также годовой баланс потребления электроэнергии;

– сведения о потреблении тепловой энергии, содержащие информацию о составе и работе котельных (котельных агрегатах, входящих в состав собственных ТЭС), сведения о технологическом оборудовании, использующем тепловую энергию, расчетно-нормативном потреблении теплоэнергии, а также годовой баланс потребления теплоэнергии;

– сведения о потреблении котельно-печного и моторного топлива, об использовании вторичных энергоресурсов, альтернативных топлив, возобновляемых источников энергии, содержащие информацию о характеристиках топливоиспользующих агрегатов, об использовании моторных топлив транспортными средствами и др., а также балансы потребления котельно-печного и моторного топлива;

– сведения о показателях эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, содержащей информацию об удельных расходах ТЭР;

– сведения об энергосберегающих мероприятиях, содержащие информацию об энергоэффективных мероприятиях по каждому виду топливно-энергетических ресурсов.

В зависимости от принадлежности потребителя к той или иной отрасли экономики, особенностей и специфики производственного оборудования и технологических процессов типовые формы энергетического паспорта могут быть дополнены и утверждены в составе соответствующего нормативного документа.

При заполнении энергетического паспорта промышленного потребителя ТЭР могут быть использованы нормативные и методические материалы [10].

Контрольные вопросы

1. На каких принципах базируется проведение долгосрочной государственной политики России?
2. Что, по вашему мнению, является главным стратегическим ориентиром государственной политики? Почему?
3. Что такое энергосбережение?
4. Опишите иерархическую структуру нормативно-правовой основы энергетики России.
5. Что такое энергетическое обследование?
6. Что входит в состав энергетического паспорта?
7. Для кого энергетическое обследование является обязательным?
8. Кто осуществляет сбор и анализ данных энергетических паспортов?
9. Опишите структуру энергетического паспорта потребителя топливно-энергетических ресурсов.

3. СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИКИ КАК СИСТЕМЫ

Энергетика как система включает в себя весь топливно-энергетический комплекс. В широком смысле для энергоресурсов и энергоносителей всех видов она предусматривает их получение, переработку, преобразование, транспортирование, использование.

Различают четыре стадии трансформации первичных энергоресурсов:

- 1) извлечение, добыча или прямое их использование;
- 2) переработка (облагораживание) до состояния, пригодного для преобразования или использования;
- 3) преобразование связанной энергии переработанных ресурсов в электрическую — на тепловых, атомных и гидравлических электростанциях (ТЭС, АЭС, ГЭС) и в тепловую — на теплоэлектроцентралях и котельных (ТЭЦ и К);
- 4) использование энергии.

Изложенные выше определения хорошо иллюстрируются структурной схемой (рис. 4).

3.1. Топливная энергетика

3.1.1. Нефтяной комплекс

Об отрасли. В состав нефтяной промышленности России входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке и сбыту нефти и нефтепродуктов. В отрасли действуют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн т/год), мини-НПЗ и заводы по производству масел. Протяженность магистральных нефтепроводов составляет около 50 тыс. км и нефтепродуктопроводов — 19,3 тыс. км.

Структуру нефтяной отрасли составляют крупные вертикально-интегрированные нефтяные компании. Наиболее мощными из них являются нефтяные компании «Роснефть», «Газпром нефть», «Лукойл» и «Сургутнефтегаз», «Славнефть» и «Русснефть». Транспортировка нефти и нефтепродуктов осуществляется предприятиями акционерных компаний «Транснефть» и «Транснефтепродукт».

Основные показатели нефтяной отрасли в 2018 г. [11]. Рост добычи нефти и газового конденсата в целом по Российской Федерации в 2018 г., по сравнению с 2017 г., составил 9,1 млн т (+1,7 %) (табл. 1).

Добычу нефти и газового конденсата (нефтяного сырья) на территории Российской Федерации осуществляли 299 организаций, имеющих лицензии на право пользования недрами. В том числе:

- 117 организаций, входящих в структуру 11 вертикально интегрированных компаний (ВИНК), на долю которых по итогам года приходится суммарно 87,0 % всей национальной нефтедобычи;

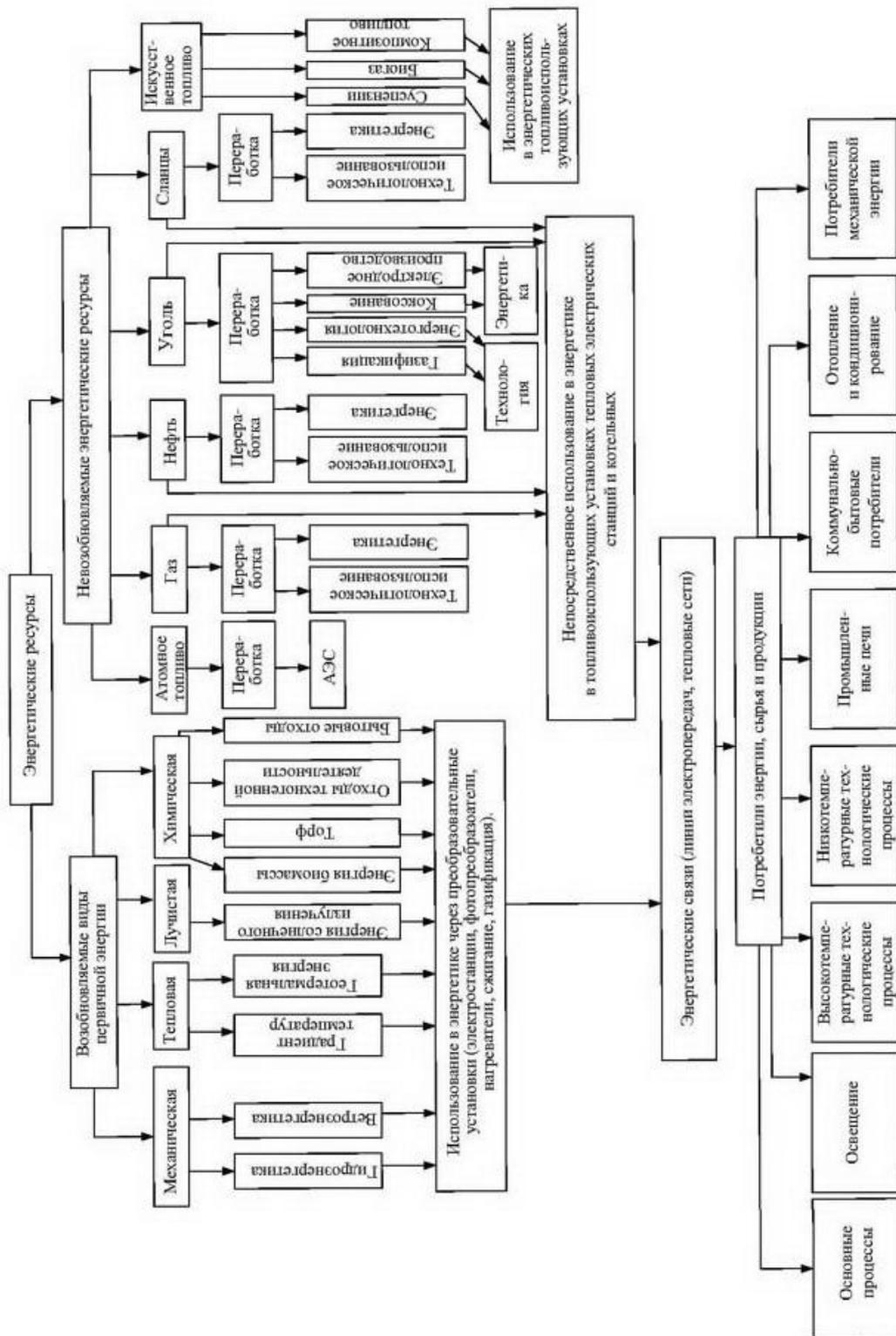


Рис. 4. Структурная схема энергетики [1]

- 179 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК;
- три компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (операторы СРП).

Таблица 1. Основные показатели нефтяной отрасли за 2018 г. [12]

Добыча нефти и газового конденсата	555,9	млн т
Поставка нефти на экспорт	257,7	
Первичная переработка нефти	287,0	
Производство автомобильного бензина	39,4	
Производство дизельного топлива	77,5	
Глубина переработки нефти	83,4	%

Транспортировка нефти. По магистральным трубопроводам перемещается 93 % добываемой нефти и более 20 % продукции нефтепереработки. Протяженность российских магистральных нефтепроводов превышает 70 тыс. км.

Система нефтяных магистральных нефтепроводов включает в себя более 500 насосных станций, свыше 20 млн м³ резервуарных мощностей. Управление данной системой осуществляет ОАО «АК «Транснефть», которая является субъектом естественных монополий. 100 % голосующих акций компании находятся в федеральной собственности.

Переработка нефти. В 2018 г. общий объем переработки нефти, по сравнению с предыдущим годом, увеличился на 7 млн т (рис. 5).

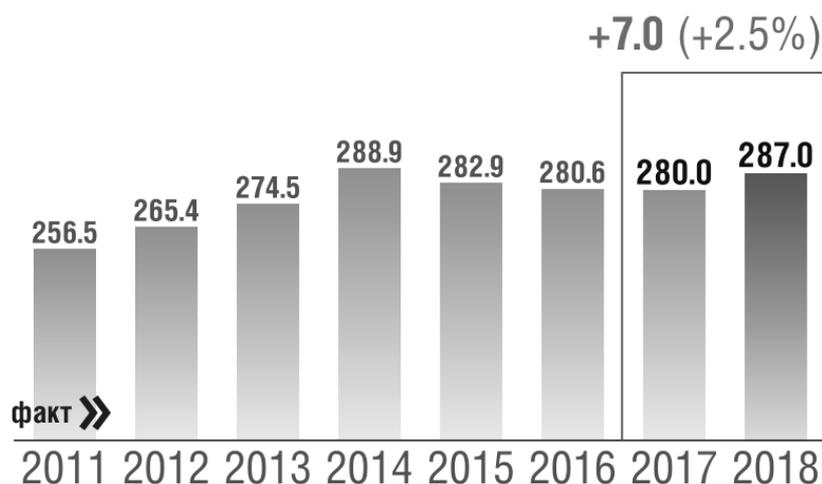


Рис. 5. Первичная переработка нефтяного сырья, млн т [13]

Основные факторы роста переработки:

- 1) увеличение средней по отрасли глубины переработки нефти (до 74,2 % +1,9 процентных пункта к 2014 г.) за счет мероприятий по модернизации технологической оснащенности российских НПЗ, реализуемых в рамках четырехсторонних соглашений;

2) оптимизация нефтеперерабатывающими компаниями объемов первичной переработки сырья при одновременном поддержании уровней и повышении качества производимых моторных топлив (в первую очередь автомобильных бензинов), обеспечивающих бездефицитное снабжение потребителей внутреннего рынка Российской Федерации.

Ввод новых и реконструкция действующих технологических мощностей, реализуемых, преимущественно на НПЗ ВИНК России, позволили по итогам 2018 г.:

- увеличить среднюю по НПЗ ВИНК глубину переработки нефти;
- нарастить выход светлых нефтепродуктов на НПЗ ВИНК;
- повысить качество выпускаемой продукции и обеспечить производство топлив экологического класса 5 в объемах, полностью обеспечивающих потребности внутреннего рынка [12].

Экспорт нефтяного сырья. По итогам 2018 г., объем вывоза нефти из России (российские ресурсы) достиг 257,7 млн т. Рост экспорта нефти в 2018 г., по сравнению с предыдущим годом, составил 0,7 млн т (рис. 6).

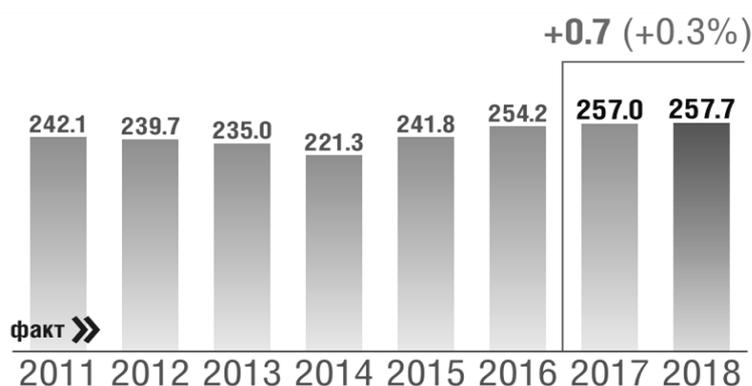


Рис. 6. Экспорт нефтяного сырья, млн т

Основные факторы роста (начиная с 2014 г.):

- рост нефтедобычи при одновременном высвобождении дополнительных объемов сырья за счет снижения первичной переработки на российских НПЗ;
- снижение с 01.01.2015 г. ставок вывозных таможенных пошлин, применяемых в отношении нефти.

Рост объема вывоза нефтяного сырья с таможенной территории Российской Федерации был отмечен по всем группам производителей:

- по группе ВИНК — на +17,5 млн т (+9,0 % к 2014 г.), до 211,2 млн т;
- по группе независимых производителей (без учета операторов СРП) — на +3,0 млн т (+10,9 % к 2014 г.), до 15,6 млн т;
- по операторам СРП — на +0,4 млн т (+2,7 % к 2014 г.), до 30,0 млн т.

Увеличение экспорта нефтяного сырья зафиксировано по всем направлениям поставки, за исключением ближнего зарубежья [13].

3.1.2. Газовый комплекс

Об отрасли. Газовая промышленность России включает в себя предприятия, осуществляющие геологоразведочные работы, бурение разведочных и эксплуатационных скважин, добычу и транспортировку газа, и его хранение. Единая система газоснабжения имеет более 162 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 215 линейных компрессорных станций с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов в 42,1 тыс. МВт, 6 комплексов по переработке газа и газового конденсата, 25 объектов подземного хранения газа.

Природный и попутный нефтяной газ является в настоящее время основным источником обеспечения внутренних потребностей страны в первичных энергоресурсах.

Основные показатели газовой отрасли в 2018 г. [14]. Повышение в 2018 г. суммарной добычи природного и попутного нефтяного газа в Российской Федерации составило 34,3 млрд м³ (+5,0 % к 2017 г.) (табл. 2).

Таблица 2. Основные показатели газовой отрасли [15]

Добыча природного и попутного нефтяного газа	725,4	млрд м ³
Доставка Российского газа на экспорт	248,1	
Валовое производство сжиженного природного газа	26,9	
Поставка газа на внутренний рынок	480,5	
Уровень газификации природным газом	68,6	%

Основные газодобывающие компании.

«Газпром» располагает самыми богатыми в мире запасами природного газа. Его доля в мировых запасах газа составляет 17 %, в российских — 72 %. На «Газпром» приходится 12 % мировой и 68 % российской добычи газа.

«Газпром» — поставщик газа российским и зарубежным потребителям. Компании принадлежит крупнейшая в мире газотранспортная сеть — Единая система газоснабжения России, протяженность которой превышает 161 тыс. км. На внутреннем рынке «Газпром» реализует свыше половины продаваемого газа. Кроме того, компания поставляет газ в 30 стран ближнего и дальнего зарубежья.

ОАО «НОВАТЭК». Объем доказанных запасов по международной классификации SEC вырос на 32 %, до 12,4 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Были приобретены 49 % акций ЗАО «Нортгаз», владеющего лицензией на разработку Северо-Уренгойского месторождения, а также 82 % в ООО «Газпром межрегионгаз Кострома», которое осуществляет поставки природного газа потребителям Костромской области. Были заключены новые контракты на поставку газа конечным потребителям, в том числе ряд рекордных по продолжительности контрактов на срок от 10 до 15 лет. В 2012 г. начата промышленная добыча на

Самбургском месторождении, разрабатываемом в рамках совместного предприятия ООО «СеверЭнергия».

ОАО «НК «Роснефть». «Роснефть» является одним из крупнейших в России независимых производителей газа. Доля газа в суммарной добыче углеводородов компании составляет в настоящее время около 10 %. При этом с каждым годом газовый сектор приобретает все большее значение для компании. Это обусловлено наличием у НК «Роснефть» значительных неразрабатываемых запасов газа, а также постоянным ростом рентабельности данного сектора на фоне растущих цен на газ. Потенциал «Роснефти» по добыче газа превышает 55 млрд м³ в год.

Другие компании. Так же в России присутствуют другие, достаточно крупные компании по добыче, переработке и транспортировке газа, среди них Ямал СПГ, Итера, Сургутнефтегаз и др.

Добыча. В 2018 г. добыча газа составила 725,4 млрд м³, что выше уровня 2017 г. на 34,3 млрд м³ (+5,0 %) (рис. 7).

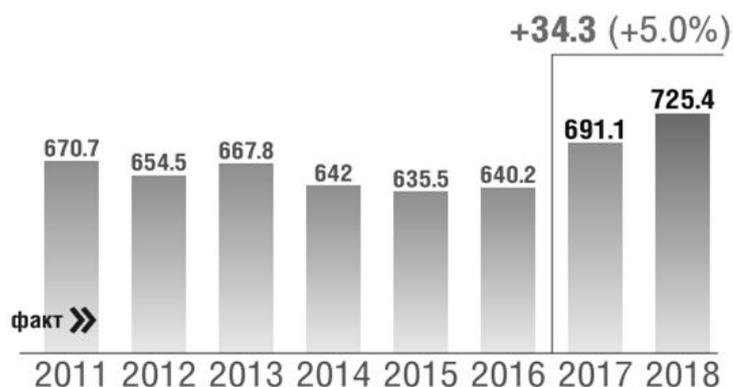


Рис. 7. Добыча газа в России, млрд м³

Добычу природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) осуществляют 257 добывающих предприятий, в том числе:

- 81 входит в структуру нефтяных ВИНК;
- 16 предприятий группы «Газпром»;
- 4 предприятия ОАО «НОВАТЭК»;
- 153 являются независимыми добывающими компаниями;
- 3 предприятия — операторы СРП.

В структуре производителей 63,9 % добычи обеспечил «Газпром», добыча ВИНК составила 13,8 %, независимых компаний — 9,9 %, ОАО «НОВАТЭК» — 8,2 % и операторов СРП — 4,2 % [15].

Месторождения газа.

Заполярье. Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение — месторождение газа, газового конденсата и нефти. Открыто в 1965 г. Расположено на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), в 80 км восточнее Уренгойского месторождения и в 85 км южнее поселка Тазовский. Общие запасы газа составляют

более 3,3 трлн м³. Верхняя сеноманская залежь — примерно 2,6 трлн м³ газа, валанжинские горизонты — около 735 млрд м³ газа.

Сахалин-3. «Сахалин-3» — перспективный нефтегазовый проект на побережье острова Сахалин. В «Сахалин-3» входит четыре блока месторождений: Киринский, Венинский, Айяшский и Восточно-Одоптинский на шельфе Охотского моря. Прогнозные извлекаемые ресурсы превышают 700 млн т нефти и 1,3 трлн м³ природного газа.

Русановское. Русановское газовое месторождение — гигантское газовое месторождение России, расположено в Карском море. Открыто в 1992 г. Газоносность связана с терригенными отложениями танопчинской свиты неоком-аптского возраста. Месторождение содержит семь залежей конденсатсодержащего газа. Залежи на глубине 1,65—2,45 км. На месторождении пробурено две скважины. Начальные запасы 3,0 трлн м³ природного газа.

Ленинградское. Ленинградское газовое месторождение — гигантское газовое месторождение России, расположено в Карском море. Открыто в 1992 г. Газоносность связана с отложениями альб-сеноманского возраста. Месторождение является многозалежным (свыше 10), залежи пластовые сводовые. Газ по составу сухой, метановый (от 91 до 99 %). Конденсат присутствует лишь в аптских отложениях. Залежи на глубине 1,7—2,6 км. Начальные запасы 3,0 трлн м³ природного газа.

Штокмановское. Штокмановское (Штокманское) газоконденсатное месторождение — одно из крупнейших месторождений в мире. Открыто в 1988 г. с борта судна «Профессор Штокман», в связи с чем и получило свое название. Расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Глубины моря в этом районе колеблются от 320 до 340 м. Разведанные запасы (2006) — 3,7 трлн м³ газа и 31 млн т конденсата.

Бованенковское. Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение — крупнейшее месторождение полуострова Ямал. Бованенково расположено на полуострове Ямал, в 40 км от побережья Карского моря, нижнее течение рек Се-Яха, Морды-Яха и Надуй-Яха. Количество газовых промыслов на объекте — три. Общее количество скважин 743, количество кустов скважин — 56. Среднее содержание конденсата в пластовом газе составляет 2,5 г/м³.

Ямбург. Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ) — месторождение газа, газового конденсата и нефти. Открыто в 1969 г. Расположено в Заполярной части Западносибирской равнины, на Тазовском полуострове в субарктической зоне. Промышленная газоносность установлена в сеноманских и неокомских отложениях. Размеры ЯНГКМ — (170 × 50) км. По данным ВНИИЗарубежгеологии, Ямбургское месторождение занимает третье место в мире по начальным извлекаемым запасам газа.

«Заполярье». Заполярное ГНКМ (газонефтеконденсатное месторождение) расположено в 220 км от Нового Уренгоя в ЯНАО. По запасам газа в международном рейтинге газовых месторождений Заполярное занимает пятое место. Общие запасы газа составляют более 3,3 трлн м³. Верхняя сеноманская залежь — примерно 2,6 трлн м³ газа. Валанжинские горизонты — около 735 млрд м³ газа. Открыто в 1965 г.

Уренгой. Уренгойское месторождение природного газа — уникальное газовое месторождение, второе в мире по величине пластовых запасов, которые превышают 10 трлн м³ (10¹³ м³). Находится в Ямало-Ненецком АО Тюменской области России, немного южнее северного полярного круга. Имя дано по названию близлежащего населенного пункта — поселка Уренгой. Впоследствии вблизи месторождения вырос город газовиков Новый Уренгой. Открыто в июне 1966 г.

Поставки газа. В 2018 г. объем поставок газа на внешний рынок составил 248,1 млрд м³ (рис. 8).

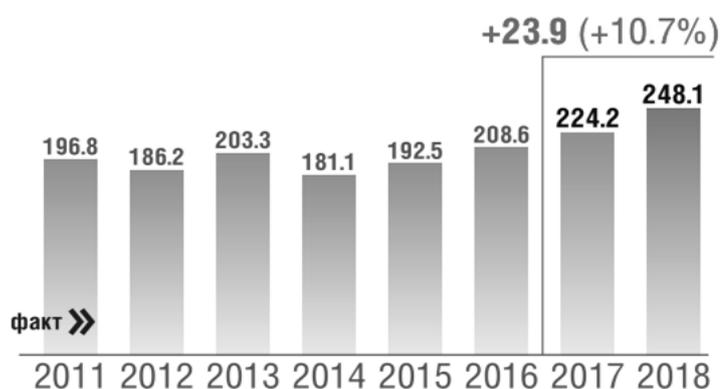


Рис. 8. Суммарная поставка газа на экспорт, млрд м³

Суммарная поставка газа на внутренний рынок РФ составила 480,5 млрд м³, что на 2,7 % больше, чем за 2017 г.

3.1.3. Угольная промышленность

Об отрасли. Россия располагает значительными разведанными запасами угля — 193,3 млрд т, в том числе бурого — 101,2 млрд т, каменного — 85,3 млрд т (в том числе коксующегося — 39,8 млрд т), антрацитов — 6,8 млрд т.

В настоящее время добыча угля ведется в 25 субъектах Федерации, 16 угольных бассейнах и в 85 муниципальных образованиях России, из которых 58 являются углепромышленными территориями на базе градообразующих угольных предприятий. Добыча угля осуществляется 121 разрезом и 85 шахтами общей годовой производственной мощностью около 383 млн т. В 2018 г. ими добыто более 439,3 млн т угля (открытый способ — 331,0, подземный способ — 108,3), это наивысший показатель добычи угля в постсоветской России (1992 г. — 335,8 млн т).

Крупнейшим угледобывающим бассейном выступает Кузнецкий. Наиболее перспективными по запасам и качеству угля, состоянию инфраструктуры и горнотехническим возможностям являются, помимо предприятий Кузбасса, также разрезы Канско-Ачинского бассейна, Восточной Сибири и Дальнего Востока, дальнейшее развитие которых позволит обеспечить основной прирост добычи угля в отрасли.

В настоящее время ведется работа по созданию и обустройству новых центров угледобычи на базе Эльгинского (Южно-Якутский каменноугольный бассейн, Республика Якутия), Межегейского и Элегестского (Улуг-Хемский угольный бассейн, Республика Тыва), Апсатского (Забайкальский край) месторождений. Там должны быть созданы углехимические и энергетические комплексы, включающие угольные разрезы, шахты, предприятия по переработке сырья и транспортную инфраструктуру.

В результате проведенной в ходе реструктуризации угольной промышленности приватизации угольных активов вся добыча угля осуществляется акционерными обществами с частной формой собственности. При этом сформировался ряд крупных акционерных обществ (управляющих компаний) и холдингов, владеющих угольными активами. Практически все шахты, добывающие коксующийся уголь, интегрированы в металлургические холдинги.

К наиболее крупным, обеспечивающим около 78 % совокупной добычи угля в стране, можно отнести 16 управляющих компаний, в том числе пять угольно-металлургических: Евраз групп, Северсталь-ресурс (холдинг Северсталь), Мечел-майнинг (группа Мечел), Уральская горно-металлургическая компания, Промышленно-металлургический холдинг.

Добыча угля.

Печорский угольный бассейн. Печорский угольный бассейн — угольный бассейн в Европейской части СССР, расположен на западном склоне Полярного Урала и Пай-Хоя, от среднего течения реки Печора на юге до Баренцева моря на севере и гряды Чернышева на западе, в пределах Республики Коми и Ненецкого национального округа Архангельской области. Добыча ведется с 1931 г. Общая площадь бассейна составляет около 90 тыс. км². Общие геологические запасы — 344,5 млрд т.

Донецкий каменноугольный бассейн (Донбасс). Донецкий угольный бассейн был открыт в 1720-е гг. Промышленное освоение началось с конца XIX века. Площадь около 60 тыс. км². Суммарные запасы до глубины 1800 м — 140,8 млрд т. В угленосной толще каменноугольного возраста до 300 пластов; средняя мощность рабочих пластов 0,6—1,2 м. Угли каменные марок Д—Т (78 %), антрациты (22 %). Основные центры добычи — Донецк, Красноармейск, Макеевка, Лисичанск.

Иркутский угольный бассейн. Иркутский угольный бассейн — угольный бассейн, расположенный в южной части Иркутской области России. Протяженность около 500 км вдоль северо-восточного склона Восточного Саяна от города Нижнеудинск до озера Байкал. Средняя

ширина 80 км, площадь 42,7 тыс. км². В районе Иркутска угольный бассейн разделяется на две ветви: северо-восточную Прибайкальскую и юго-восточную Присяянскую.

Канско-Ачинский бассейн. Канско-Ачинский бассейн — угольный бассейн, расположенный на несколько сотен километров восточнее Кузбасса на территории Красноярского края и частично в Кемеровской и Иркутской областях. Этот Центрально-Сибирский бассейн обладает наиболее значительными запасами энергетического бурого угля, добываемого открытым способом. Добыча угля в бассейне на 2006 г. превысила 40 млн т в год.

Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс). Кузнецкий угольный бассейн является одним из самых крупных угольных месторождений мира, расположен на юге Западной Сибири, в основном на территории Кемеровской области, в неглубокой котловине между горными массивами Кузнецкого Алатау, Горной Шории и невысоким Салаирским кряжем. В настоящее время наименование «Кузбасс» является вторым названием Кемеровской области.

Минусинский угольный бассейн. Минусинский угольный бассейн расположен в Минусинской котловине (Республика Хакасия), связан железнодорожными магистралями с Новокузнецком, Ачинском и Тайшетом. Добыча угля началась с 1904 г. на Изыхском и Черногорском месторождениях. До 1917 г. в Минусинском бассейне эксплуатировались мелкие кустарные шахты. В 1926—1928 гг. А. Ивановым была выполнена детальная геологическая съемка угольного бассейна и оконтурены все известные ныне угольные месторождения. К наиболее крупным из них относятся Черногорское и Изыхское угольные месторождения.

Подмосковный угольный бассейн. Подмосковный угольный бассейн — бурогольный бассейн в Ленинградской, Новгородской, Тверской, Смоленской, Московской, Калужской, Тульской и Рязанской области. Впервые запасы угля открыты в 1772 г., добыча ведется с 1786 г., первая штольня открыта в районе города Боровичи Новгородской области. Площадь угленосных отложений (до глубины 200 м) около 120 тыс. км²; ширина дугообразной полосы 80—100 км.

Состояние отрасли. По состоянию на 01.01.2018, добычу угля в Российской Федерации осуществляли 192 угольных предприятия, в том числе 71 угольная шахта и 121 разрез. Совокупная производственная мощность угольных предприятий по добыче угля составляет около 410 млн т. По данным ЦДУ (центральное диспетчерское управление) ТЭК, в 2018 г. добыто 439,3 млн т (+28,1 млн т, +6,8 % к 2017 г.) (рис. 9).

В январе 2012 г. Правительство РФ утвердило разработанную Минэнерго России долгосрочную Программу развития угольной отрасли на период до 2030 г. Документ состоит из восьми подпрограмм и учитывает мероприятия действующих федеральных целевых программ, отраслевых стратегий и уже принятые решения Правительства в отношении

угольной отрасли. В основе программы — оценка перспектив спроса на российский уголь, исходя из прогнозируемой конъюнктуры внутреннего и внешнего рынков. Объем бюджетных средств на реализацию Программы составляет менее 9 % от общего объема ее финансирования (251,8 млрд из 3,7 трлн руб.).



Рис. 9. Добыча угля, млн т [16]

Программа предполагает, что к 2030 г. добыча угля будет осуществляться на 82 разрезах и 64 шахтах, а уровень производительности труда (добыча угля на одного занятого), в пять раз превысит показатель 2010 г. (9 000 и 1 880 т соответственно). За весь период действия программы будет введено 505 млн т новых и модернизированных мощностей по добыче угля — при выбытии 375 млн т мощностей неперспективных и убыточных предприятий и сокращении уровня износа основных фондов с 70—75 до 20 %.

Реализация мероприятий Программы приведет к снижению транспортных затрат и повышению эффективности поставок угля. Так, средняя дальность перевозки угольной продукции сократится в 1,2 раза, в том числе на внутреннем рынке — в 1,4 раза. Для снижения влияния дальности перевозки в бассейне будет развиваться местное использование добываемых углей, намечается создание ряда энерготехнологических комплексов, позволяющих перейти к комплексному освоению ресурсов угольных месторождений, извлечению и использованию метана.

В целом в соответствии с принятыми темпами формирования новых центров добычи угля произойдет смещение угледобычи в направлении востока страны. Доля Восточной Сибири возрастет с 25,8 до 32 %, Дальнего Востока — с 9,7 до 15,2 %.

В рамках соответствующей подпрограммы и намеченных мероприятий предусматривается создание устойчивой инновационной системы для обеспечения угольной отрасли прогрессивными отечественными технологиями и оборудованием, научно-техническими и инновационными решениями. При создании новых центров угледобычи предусматривается обязательное строительство современных обогатительных фаб-

рик. В целом по России уровень обогащения намечается довести до 60 % (с 40 % в настоящее время). Всего различным видам переработки (сортировка, обогащение, глубокая переработка, газификация) будет подвергаться более 80 % добываемого угля [17].

3.2. Электроэнергетика

Об отрасли. Единая энергетическая система России (ЕЭС России) состоит из 69 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют семь объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220—500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно).

В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт.

Сетевое хозяйство ЕЭС России насчитывает более 10 700 линий электропередачи класса напряжения 110—1150 кВ.

Совокупная установленная мощность электростанций в Российской Федерации с учетом технологически изолированных энергосистем по состоянию на 2018 г. составляла 250 ГВт (табл. 3). К изолированным относятся энергорайоны, расположенные в энергосистемах Чукотского автономного округа, Камчатской, Сахалинской и Магаданской областей, Норильско-Таймырского и Николаевского энергорайонов, энергосистемы центральной и северной частей Республики Саха (Якутия).

Таблица 3. Основные показатели отрасли за 2018 г. [18]

Выработка электроэнергии	1091,7	млрд кВт · ч
Установленная мощность	250,4	ГВт
Максимальная нагрузка	158,7	
Электропотребление	1076,2	млрд кВт · ч
Ввод генерирующих мощностей	5023,2	МВт

Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Латвии, Литвы, Монголии, Украины и Эстонии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии — Киргизии и Узбекистана. Через энергосистему Украины — энергосистема Молдавии. По линиям переменного тока осуществлялся обмен электроэнергией с энергосистемой Абхазии и передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии.

От электросетей России, в том числе через вставки постоянного тока, осуществляется передача электроэнергии в энергосистемы Китая, Норвегии и Финляндии.

Через устройство Выборгского преобразовательного комплекса совместно (несинхронно) с ЕЭС России работает энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение энергосистем Скандинавии НОРДЕЛ.

Кроме того, параллельно с энергосистемами Норвегии и Финляндии работают отдельные генераторы ГЭС Кольской и Ленинградской энергосистем, а также один из блоков Северо-Западной ТЭЦ.

Потребление электроэнергии. Фактическое потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2018 г. составило 1091,7 млрд кВт · ч, что выше факта 2017 г. на 1,7 % (рис. 10).

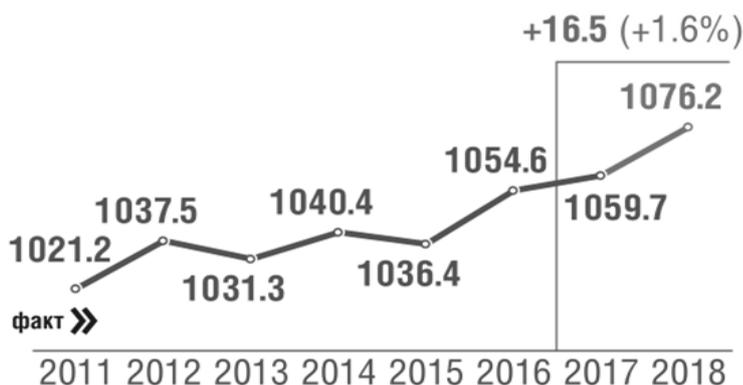


Рис. 10. Потребление электрической энергии в РФ, млрд кВт · ч

Одним из основных факторов, оказавших влияние на изменение потребления, является температура наружного воздуха. Наиболее значительное повышение потребления электроэнергии в указанный период наблюдалось в объединенных энергосистемах (ОЭС) Средней Волги и Сибири.

Производство электроэнергии. В 2018 г. выработка электроэнергии электростанциями России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1091,7 млрд кВт · ч (рис. 11). Увеличение к объему производства электроэнергии в 2017 г. составило 1,7 %.

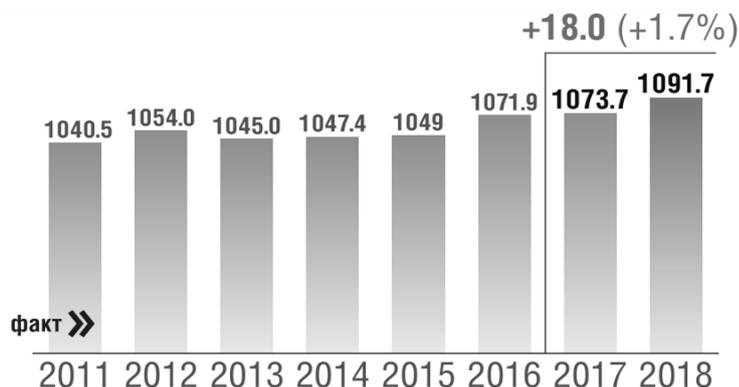


Рис. 11. Производство электрической энергии в РФ, млрд кВт · ч

3.2.1. Тепловая энергетика

Лидирующее положение теплоэнергетики является исторически сложившейся и экономически оправданной закономерностью развития российской энергетики.

Тепловые электростанции (ТЭС), действующие на территории России, можно классифицировать по следующим признакам:

- по источникам используемой энергии — органическое топливо, геотермальная энергия, солнечная энергия;

- по виду выдаваемой энергии — конденсационные, теплофикационные;

- по использованию установленной электрической мощности и участию ТЭС в покрытии графика электрической нагрузки — базовые (не менее 5000 ч использования установленной электрической мощности в году), полупиковые или маневренные (соответственно 3000 и 4000 ч/год), пиковые (менее 1500—2000 ч/год).

В свою очередь, тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, различаются по технологическому признаку:

- паротурбинные (с паросиловыми установками на всех видах органического топлива: угле, мазуте, газе, торфе, сланцах, дровах и древесных отходах, продуктах энергетической переработки топлива и т. д.);

- дизельные;

- газотурбинные;

- парогазовые.

Наибольшее развитие и распространение в России получили тепловые электростанции общего пользования, работающие на органическом топливе (газ, уголь), преимущественно паротурбинные.

Самой большой ТЭС на территории России является крупнейшая на Евразийском континенте Сургутская ГРЭС-2 (5600 МВт), работающая на природном газе (ГРЭС — аббревиатура, сохранившаяся с советских времен, означает государственную районную электростанцию).

Из электростанций, работающих на угле, наибольшая установленная мощность у Рефтинской ГРЭС (3800 МВт). К крупнейшим российским ТЭС относятся также Сургутская ГРЭС-1 и Костромская ГРЭС, мощностью свыше 3 тыс. МВт каждая.

В процессе реформы отрасли крупнейшие тепловые электростанции России были объединены в оптовые генерирующие компании (ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК).

В настоящий момент основной задачей развития тепловой генерации является обеспечение технического перевооружения и реконструкции действующих электростанций, а также ввод новых генерирующих мощностей с использованием передовых технологий в производстве электроэнергии.

3.2.2. Гидроэнергетика

Гидроэнергетика предоставляет системные услуги (частоту, мощность) и является ключевым элементом обеспечения системной надежности единой энергосистемы страны, располагая более 90 % резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости быстро существенно увеличить объемы выработки, покрывая пиковые нагрузки.

На территории Российской Федерации сосредоточено около 9 % мировых запасов гидроресурсов. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает второе место в мире, опережая США, Бразилию, Канаду. На сегодняшний день общий теоретический гидроэнергетический потенциал России определен в 2900 млрд кВт · ч годовой выработки электроэнергии, или 170 тыс. кВт · ч на 1 км² территории. Однако сейчас освоено лишь 20 % этого потенциала. Одним из препятствий развития гидроэнергетики является удаленность основной части потенциала, сконцентрированной в центральной и восточной Сибири и на Дальнем Востоке, от основных потребителей электроэнергии.

Выработка электроэнергии российскими ГЭС обеспечивает ежегодную экономию 50 млн т у. т., потенциал экономии составляет 250 млн т; позволяет снижать выбросы CO₂ в атмосферу на величину до 60 млн т в год, что обеспечивает России практически неограниченный потенциал прироста мощностей энергетики в условиях жестких требований по ограничению выбросов парниковых газов. Кроме своего прямого назначения — производства электроэнергии с использованием возобновляемых ресурсов, гидроэнергетика дополнительно решает ряд важнейших для общества и государства задач: создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыборазведение, регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения.

В настоящее время на территории России работают 14 гидроэлектростанции мощностью свыше 1000 МВт, 41 ГЭС с мощностью от 100 до 1000 МВт и 53 ГЭС от 10 до 100 МВт. Все остальные ГЭС имеют мощность менее 10 МВт и, в общей сложности, в РФ функционирует 189 таких электростанций. Общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС в России составляет примерно 46 000 МВт (5-е место в мире).

В ходе реформы электроэнергетики была создана федеральная гидрогенерирующая компания ОАО «ГидроОГК» (текущее название — ОАО «РусГидро»), которая объединила основную часть гидроэнергетических активов страны. Сегодня компания управляет более 70 объектами возобновляемой энергетики, в том числе 9 станциями Волжско-Камского каскада общей установленной мощностью более 10 166,7 МВт, первенцем большой гидроэнергетики на Дальнем Востоке.

ке — Зейской ГЭС (1 330 МВт), Бурейской ГЭС (2 010 МВт), Новосибирской ГЭС (455 МВт) и несколькими десятками гидростанций на Северном Кавказе, в том числе Кашхатау ГЭС (65,1 МВт), введенной в эксплуатацию в Кабардино-Балкарской Республике в конце 2010 г. Также в состав РусГидро входят геотермальные станции на Камчатке и высокоманевренные мощности Загорской гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) в Московской области, используемые для выравнивания суточной неравномерности графика электрической нагрузки в ОЭС Центра. Другими крупными собственниками ГЭС являются компании «ЕвроСибЭнерго» и ТГК-1. Три этих компании являются собственниками более половины всех ГЭС на территории РФ.

Крупнейшей российской гидроэлектростанцией является Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного, являющаяся частью Саяно-Шушенского гидроэнергетического комплекса. Комплекс расположен на реке Енисей на юго-востоке Республики Хакасия в Саянском каньоне у выхода реки в Минусинскую котловину. Он включает в себя Саяно-Шушенскую ГЭС, расположенный ниже по течению контррегулирующий Майнский гидроузел и береговой водосброс. Саяно-Шушенская ГЭС расположена в поселке Черемушки (возле города Саяногорск) в Республике Хакасия и является самой мощной гидроэлектростанцией в России и одной из самых мощных в мире. Установленная мощность Саяно-Шушенской ГЭС — 6400 МВт, среднегодовая выработка 24 млрд кВт · ч. В здании ГЭС размещено 10 радиально-осевых гидроагрегатов мощностью 640 МВт каждый.

Саяно-Шушенская ГЭС является самым мощным источником покрытия пиковых нагрузок в Единой энергосистеме России и Сибири. Основными потребителями электроэнергии СШ ГЭС были Саяногорский алюминиевый завод, Хакасский алюминиевый завод, Красноярский алюминиевый завод, Новокузнецкий алюминиевый завод, Кузнецкий ферросплавный завод. В полноводные годы в связи с ограниченной пропускной способностью ЛЭП ГЭС вынуждена была сбрасывать часть воды вхолостую, что приводило к недовыработке 1,6—2 млрд кВт · ч [19].

Вторая по установленной мощности (6000 МВт) гидроэлектростанция России, входящая в десятку крупнейших ГЭС мира — Красноярская ГЭС. Введена в постоянную эксплуатацию в 1972 г. Гидроэлектростанция расположена в 40 км от города Красноярска, в том месте, где самая полноводная река России — Енисей — пересекает отроги Восточного Саяна. Гидроэлектростанция работает в Объединенной энергосистеме Сибири. Средняя многолетняя выработка ГЭС составляет 18,4 млрд кВт · ч [20].

Перспективное развитие гидроэнергетики России связывают с освоением потенциала рек Северного Кавказа (строятся Зарамагские, Кашхатау, Гочатлинская ГЭС, Зеленчукская ГЭС-ГАЭС; в планах — вторая очередь Ирганайской ГЭС, Агвалинская ГЭС, развитие Кубанского каскада и Сочинских ГЭС, а также развитие малой гидроэнергетики в Северной Осетии

и Дагестане), Сибири (достройка Богучанской, Вилнойской-III и Усть-Среднеканской ГЭС, проектирование Южно-Якутского ГЭК и Эвенкийской ГЭС), дальнейшим развитием гидроэнергетического комплекса в центре и на севере европейской части России, в Приволжье, строительством выравнивающих мощностей в основных потребляющих регионах (в частности — строительство Ленинградской и Загорской ГАЭС-2).

3.2.3. Атомная энергетика

Россия обладает технологией ядерной электроэнергетики полного цикла от добычи урановых руд до выработки электроэнергии.

На сегодняшний день в нашей стране эксплуатируется 10 атомных электростанций (АЭС) — в общей сложности 36 энергоблоков установленной мощностью 23,2 ГВт, которые вырабатывают около 17 % всего производимого электричества. В планах с 2018 по 2030 г. ввод еще 15 энергоблоков общей мощностью около 10,6 ГВт. Так же запланировано строительство 4 АЭС и одной плавучей АЭС («Академик Ломоносов»).

Широкое развитие атомная энергетика получила в европейской части России (30 %) и на Северо-Западе (37 % от общего объема выработки электроэнергии).

В декабре 2007 г. в соответствии с Указом Президента РФ была образована Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом», которая управляет всеми ядерными активами Российской Федерации, включая как гражданскую часть атомной отрасли, так и ядерный оружейный комплекс. На нее также возложены задачи по выполнению международных обязательств России в области мирного использования атомной энергии и режима нераспространения ядерных материалов.

Оператор российских АЭС — ОАО «Концерн «Росэнергоатом» — одно из крупнейших предприятий электроэнергетической отрасли России и единственная в России компания, выполняющая функции эксплуатирующей организации (оператора) атомных станций. В состав АО входят все 10 атомных станций России, на которых эксплуатируются 36 энергоблоков (21 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР (из них 13 энергоблоков ВВЭР-1000, 5 энергоблоков ВВЭР-440 различных модификаций и три блока ВВЭР-1200); 13 энергоблоков с канальными реакторами (10 энергоблоков с реакторами типа РБМК-1000 и 3 энергоблока с реакторами типа ЭГП-6); 2 энергоблока с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением (БН-600 и БН-800), суммарной установленной мощностью всех энергоблоков 26,7 ГВт. Доля выработки электроэнергии атомными станциями в России составляет порядка 18,6 % [21].

3.2.4. Геотермальная энергетика

Одним из потенциальных направлений развития электроэнергетики в России является геотермальная энергетика. В настоящее время в России разведано 56 месторождений термальных вод с потенциалом, превышающим 300 тыс. м³/сут. На 20 месторождениях ведется промышленная эксплуатация, среди них: Паратунское (Камчатка), Казьминское и Черкесское (Карачаево-Черкессия и Ставропольский край), Кизлярское и Махачкалинское (Дагестан), Мостовское и Вознесенское (Краснодарский край). При этом суммарный электроэнергетический потенциал пароводных терм, который оценивается в 1 ГВт рабочей электрической мощности, реализован только в размере чуть более 80 МВт установленной мощности. Все действующие российские геотермальные электростанции сегодня расположены на территории Камчатки и Курил.

Мутновское месторождение. Верхне-Мутновская опытно-промышленная ГеоЭС (12 МВт), построенная в 1999 г. и введена в эксплуатацию в апреле 2003 г., была спроектирована как пилотный проект освоения Мутновского геотермального месторождения с целью подтвердить техническую возможность и экономическую целесообразность получения электроэнергии из геотермального теплоносителя.

В составе станции три энергоблока с конденсационными турбинами типа Туман-4К по 4 МВт и комплекс модулей общестанционных систем.

Тепловая схема ГеоЭС позволяет реализовать экологически чистое использование геотермального теплоносителя с исключением его прямого контакта с окружающей средой — за счет применения воздушных конденсаторов и системы 100%-ной закачки геотермального теплоносителя в землю (реинжекция рабочего тела).

Создание и строительство геотермальных станций позволило решить ряд практических и научных задач. В настоящее время геотермальные электростанции обеспечивают до 30 % энергопотребления центрального Камчатского энергоузла. Это позволяет значительно ослабить зависимость полуострова от дорогостоящего привозного мазута [22].

Паужетское месторождение возле вулканов Кошелева и Камбального. Паужетская ГеоЭС является первой геотермальной электростанцией, построена и введена в эксплуатацию в 1966 г. В момент ввода геотермальной электростанции в эксплуатацию ее установленная мощность составляла всего 5 МВт, это были две турбогенераторные установки с конденсационными турбинами типа МК-2,5 по 2,5 МВт производства «КТЗ» 1964 г. выпуска и турбогенераторами типа Т2-2,5-2 производства «ЛТГЗ» 1964 г. выпуска. Данная станция была экспериментальной, но уже к 1980 г. ее установленная мощность составила 11 МВт. В 2006 г. закончилась реконструкция турбогенераторной установки ст. № 1, в результате имеется установка мощностью 6 МВт с паровой турбиной типа ГТЗА-631 производства ОАО «Кировский завод» и турбогенератором типа Т-6-2УЗ производства АО «Привод» г. Лысьва. В начале 2009 г. была

выведена из эксплуатации ТГ-2 (МК-2,5) в связи с полным физическим износом и невозможностью дальнейшей эксплуатации в соответствии с нормативными требованиями.

Установленная мощность Паужетской ГеоЭС составляет 12 МВт (6+6 МВт), располагаемая мощность 5,8 МВт лимитируется количеством поставляемого геотермального пара.

В настоящее время на Паужетской ГеоЭС реализуется пилотный проект создания бинарного энергоблока мощностью 2,5 МВт. Основной целью проекта является создание отечественной технологии по производству электроэнергии на геотермальных установках с бинарным циклом. Проект является практической реализацией энергосберегающего проекта с использованием сбросного сепарата Паужетского месторождения, его реализация решает также экологические проблемы ГУП «Камчатскбургеотермия» за счет предотвращения сброса отработанного сепарата на грунт [23].

Итурупское месторождение. Океанская ГеоТЭС расположена возле вулкана Баранского, обладает мощностью 2,5 МВт.

Кунаширское месторождение возле вулкана Менделеева. Менделеевская ГеоТЭС электрической мощностью 3,6 МВт, тепловой — 20 МВт.

Инфраструктурные компании и организации.

АО «СО ЕЭС». Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС) единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России.

Главные задачи Системного оператора:

1) управление режимами работы Единой энергетической системы Российской Федерации, обеспечение ее надежного функционирования и устойчивого развития;

2) создание условий для эффективного функционирования рынка электроэнергии (мощности);

3) обеспечение соблюдения установленных технологических параметров функционирования электроэнергетики и стандартных показателей качества электрической энергии при условии экономической эффективности процесса оперативно-диспетчерского управления и принятия мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом рынке электрической энергии и розничных рынках;

4) обеспечение централизованного оперативно-технологического управления Единой энергетической системой России.

Ассоциация некоммерческое партнерство «Совет рынка». «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» («Совет рынка») организует функционирование и контроль оптового и розничного рынков электроэнергии.

Приоритетными направлениями деятельности НП «Совет рынка» являются:

1) организация функционирования оптового и розничного рынка мощности;

2) контроль над участниками рынков электроэнергии и мощности, коммерческой и технологической инфраструктуры, а также урегулирование споров между участниками оптового рынка;

3) аналитическая поддержка в целях более эффективного принятия решений участниками оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности, органами государственного управления.

Федеральный закон от 4 ноября 2007 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию энергетической системы России» установил особенности правового статуса коммерческой инфраструктуры оптового рынка, в том числе с 1 апреля 2008 г. на «Некоммерческое партнерство «АТС» были возложены функции совета рынка.

Во исполнение указанного закона годовым собранием членов НП «АТС» 28 июля 2008 г. было принято решение о внесении изменений в устав Партнерства, в том числе в части, касающейся смены наименования НП «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) энергетической системы» на НП «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью».

НП «Совет рынка» призван объединить на основе членства продавцов и покупателей электрической энергии (мощности), являющихся субъектами оптового рынка, участниками обращения электрической энергии на оптовом рынке, организации, обеспечивающие функционирование коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка, иные организации, осуществляющие деятельность в области электроэнергетики.

ПАО «Интер РАО ЕЭС». Группа «ИНТЕР РАО ЕЭС» — диверсифицированный энергетический холдинг, управляющий активами в России, а также в странах Европы и СНГ.

Установленная мощность генерирующих объектов «ИНТЕР РАО ЕЭС» — 33,5 ГВт.

Объем выработки электроэнергии по итогам 2012 г. — 127,4 млрд кВт · ч.

Генерирующие активы «ИНТЕР РАО ЕЭС»:

– 37 тепловых электростанций и 9 мини-ТЭЦ;

– 13 гидроэлектростанций (в том числе 9 малых ГЭС);

– 2 ветропарка.

«ИНТЕР РАО ЕЭС» — единственный российский оператор экспорта-импорта электроэнергии. География поставок включает Финляндию, Беларусь, Латвию, Литву, Украину, Грузию, Азербайджан, Южную Осетию, Казахстан, Китай и Монголию.

Сбытовой дивизион «ИНТЕР РАО» управляет семью энергосбытовыми компаниями — гарантирующими поставщиками в разных регионах России. «ИНТЕР РАО» также владеет компаниями — поставщиками электроэнергии крупным промышленным потребителям.

Электросетевые компании.

ПАО «Россети». Публичное акционерное общество «Российские сети» (ПАО «Россети») — оператор энергетических сетей в России — является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире. Компания управляет 2,29 млн км линий электропередачи, 480 тыс. подстанциями трансформаторной мощностью более 751 ГВА. В 2014 г. полезный отпуск электроэнергии потребителям составил 715 млрд кВт · ч. Численность персонала Группы компаний «Россети» — 218 тыс. чел.

Имущественный комплекс ПАО «Россети» включает в себя 37 дочерних и зависимых общества, в том числе 14 межрегиональных и магистральную сетевую компанию. Контролирующим акционером является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом РФ, владеющее 85,3 % долей в уставном капитале.

ПАО «Россети» — ведущая компания на российском рынке по внедрению инновационных технологий в магистральном и распределительном электросетевом комплексе. Компания уделяет большое внимание вопросам энергосбережения, энергоэффективности, международного сотрудничества, защиты окружающей среды и охраны труда.

ПАО «ФСК ЕЭС». Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») создано в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС) с целью ее сохранения и развития.

Постановлением Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» Единая энергетическая система России признана «общенациональным достоянием и гарантией энергетической безопасности» государства. Основной ее частью «является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства». Для ее «сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике» было предусмотрено создание ФСК ЕЭС.

В постановлении Правительства Российской Федерации от 21.12.2001 № 881 были утверждены критерии отнесения к ЕНЭС магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства [24].

Межсистемные линии электропередачи. В европейской части ЕЭС России сформировалась развитая сеть напряжением 500—750 кВ, а в азиатской части одновременно с развитием сети 500 кВ, промышленно осваивалось напряжение 1150 кВ. Высоковольтные линии электропере-

дачи напряжением 220 кВ и выше составляют основную системообразующую сеть и эксплуатируются межсистемными электрическими сетями. Их протяженность составляет 153,4 тыс. км. В целом по Российской Федерации протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет 2 647,8 тыс. км.

Объединенная энергосистема Востока. Объединенная энергетическая система Востока располагается на территории Дальневосточного Федерального округа и четырех субъектов Российской Федерации: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Еврейской автономной области, а также южной части республики Саха (Якутия). В ее состав входят три региональные энергетические системы: Амурская, Приморская, Хабаровская. При этом Хабаровская энергосистема объединяет Хабаровский край и Еврейскую автономную область.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 20 электростанций мощностью 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 9,191 тыс. МВт, 297 электрических подстанций 110—500 кВ и 384 линии электропередачи 110—500 кВ, общей протяженностью 24 551,3 км.

По территориально-технологическим причинам энергосистемы пяти субъектов Российской Федерации, находящихся в регионе, работают изолированно от ЕЭС России. В их числе Республика Саха (Якутия), Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область и Чукотский автономный округ.

ОЭС Востока связана с ОЭС Сибири тремя высоковольтными линиями электропередачи 220 кВ и граничит с энергосистемой Китая. В структуре генерирующих мощностей преобладают тепловые электростанции (более 70 % от установленной мощности), имеющие ограниченный диапазон регулирования. Основные генерирующие источники размещены в северо-западной части, а основные районы потребления — на юго-востоке ОЭС, что обуславливает большую протяженность линий электропередачи. Еще одной особенностью ОЭС Востока является одна из самых высоких в ЕЭС России доля коммунально-бытовой нагрузки в электропотреблении (почти 21 %).

Объединенная энергосистема Сибири. Объединенная энергетическая система Сибири располагается на территории Сибирского Федерального округа и 12 субъектов Федерации: республики Алтай, Бурятия, Тыва и Хакасия, Алтайский, Забайкальский и Красноярский края, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Томская и Омская области. В ее состав входят 10 региональных энергетических систем: Алтайская, Бурятская, Читинская, Иркутская, Красноярская, Новосибирская, Омская, Томская, Хакасская, Кузбасская. При этом Алтайская энергосистема объединяет Республику Алтай и Алтайский край, Красноярская — Республику Тыва и Красноярский край.

Площадь территории ОЭС Сибири — 5 114,8 тыс. км², в городах и населенных пунктах, расположенных на ней, проживает 20,1 млн чел.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют более 100 тепловых и гидравлических электростанций мощностью 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 48 532 МВт, из них на долю гидроэлектростанций приходится 23 601 МВт (48,6 %), на долю тепловых электростанций — 24 931 МВт (51,4 %). Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220, 500 и 1150 кВ. Общая протяженность линий электропередачи составляет 93688 км.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемами Урала, Востока, Казахстана, Монголии и Китая и является одним из самых крупных энергообъединений ЕЭС России. Более 50 % структуры генерирующей мощности составляют гидроэлектростанции с водохранилищами многолетнего регулирования и запасами порядка 30 млрд кВт · ч на период длительного маловодья. ГЭС Сибири производят почти 10 % объема выработки всех электростанций ЕЭС России. Управление режимом ОЭС Сибири осложняют естественные колебания годового стока рек Ангаро-Енисейского бассейна, энергетический потенциал которого составляет от 70 до 120 млрд кВт · ч, а также тот факт, что водность рек — стихийное природное явление, которое не прогнозируется даже в краткосрочном цикле.

Нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигается за счет перетоков мощности в размере до 2 млн кВт по транзиту «Сибирь — Урал — Центр». Это обеспечивает компенсацию годовой неравномерности энергоотдачи гидроэлектростанций за счет резервов единой энергосистемы, а также делает возможным использование регулировочного диапазона гидроэлектростанций ОЭС Сибири для регулирования нагрузки в ЕЭС России.

Объединенная энергосистема Урала. Объединенная энергетическая система Урала располагается на территории Уральского и Приволжского федеральных округов и 11 субъектов Федерации: республики Башкортостан и Удмуртия, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Кировской, Курганской, Оренбургской, Пермской, Свердловской, Тюменской и Челябинской областей. В ее состав входят девять региональных энергетических систем: Башкирская, Кировская, Оренбургская, Пермская, Удмуртская, Курганская, Свердловская, Тюменская и Челябинская. При этом Тюменская энергосистема объединяет Тюменскую область, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа.

Электроэнергетический комплекс образуют 151 электростанция мощностью 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 46,239 тыс. МВт, 1166 электрических подстанций 110—500 кВ и 1919 линий электропередачи 110—1150 кВ, общей протяженностью более 100 тыс. км.

ОЭС Урала представляет собой сложную многокольцевую сеть 500 кВ, соединяется межсистемными линиями электропередачи 500 кВ с энергообъединениями Центра, Средней Волги, Сибири и Казахстана. Структура установленной мощности ОЭС Урала отличается большой

долей высокоманевренного блочного оборудования (69 %), которое позволяет ежедневно изменять суммарную загрузку электростанций ОЭС Урала в диапазоне от 5000 до 7000 МВт, а также отключать в резерв на субботу, воскресенье и праздники от двух до десяти энергоблоков суммарной мощностью от 500 до 2000 МВт. Эти уникальные возможности по регулированию частоты используются не только в интересах ЕЭС России, но и позволяют обойтись без каких-либо системных нарушений при вечернем спаде (скорость до 1200 МВт/ч) и утреннем росте (скорость до 1400 МВт/ч) электропотребления, вызванных одной из самых высоких в России долей промышленности в потреблении Урала.

Объединенная энергосистема Средней Волги. Объединенная энергетическая система Средней Волги располагается на территории Приволжского Федерального округа и девяти субъектов Российской Федерации: Пензенской, Самарской, Саратовской, Ульяновской и Нижегородской областей; республик Чувашии, Марий Эл, Мордовии и Татарстана. В ее состав входят девять региональных энергетических систем: Марийская, Мордовская, Нижегородская, Пензенская, Самарская, Саратовская, Чувашская, Ульяновская и республики Татарстан.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 58 электростанций мощностью 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 25,94 тыс. МВт, 819 электрических подстанций 110—500 кВ и 1103 линий электропередачи 110—500 кВ, общей протяженностью 50 838,7 км.

ОЭС Средней Волги располагается в Центральной части Единой Энергетической системы России и граничит с энергообъединениями Центра, Юга и Урала, а также с энергосистемой Казахстана. Более 90 % от общего количества электрических станций, работающих на территории объединения, составляют тепловые электростанции, при этом 26 % установленной мощности приходится на долю ГЭС Волжско-Камского каскада (что также составляет 15 % суммарной установленной мощности гидроэлектростанций ЕЭС России). Эта уникальная особенность ОЭС позволяет оперативно изменять генерацию в диапазоне до 4880 МВт, как для регулирования частоты в ЕЭС, так и для поддержания величины транзитных перетоков с ОЭС Центра, Урала и Сибири.

Объединенная энергосистема Юга. Объединенная энергетическая система Юга располагается на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов и 13 субъектов Федерации: республик Адыгеи, Дагестана, Ингушетии, Кабардино-Балкарии, Калмыкии, Карачаево-Черкесии, Северной Осетии-Алании и Чеченской республики; Краснодарского и Ставропольского краев; Астраханской, Ростовской и Волгоградской областей. В ее состав входят 12 региональных энергетических систем: Астраханская, Волгоградская, Дагестанская, Кубанская, Калмыцкая, Ростовская, Ингушская, Кабардино-Балкарская, Карачаево-Черкесская, Северо-Осетинская, Чеченская, Ставропольская. При этом Кубанская энергосистема объединяет Республику Адыгея и Краснодарский край.

Энергетический комплекс образует 116 электростанций, суммарной установленной мощностью 18,605 тыс. МВт, 1120 электрических подстанций 110—500 кВ и 1448 линий электропередачи 110—800 кВ общей протяженностью 52 166,7 км.

ОЭС Юга граничит с ОЭС Центра и Средней Волги, энергосистемой Казахстана и обеспечивает параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами Украины, Азербайджана и Грузии. При управлении режимами ОЭС Юга приходится учитывать две главные особенности объединения. Во-первых, исторически сложившуюся схему электрической сети 330—500 кВ, которая протянулась с северо-запада на юго-восток вдоль Кавказского хребта по районам с интенсивным гололедообразованием, и, во-вторых, неравномерность стока рек Северного Кавказа (Дон, Кубань, Терек, Сулак), которая оказывает существенное влияние на баланс электроэнергии, приводя к дефициту электроэнергии зимой, и профициту в летний период.

Объединенная энергосистема Центра. Объединенная энергетическая система Центра располагается на территории Центрального и Северо-Западного Федеральных округов и 19 субъектов Российской Федерации: г. Москвы; Белгородской, Владимирской, Вологодской, Воронежской, Ивановской, Костромской, Курской, Орловской, Липецкой, Рязанской, Брянской, Калужской, Смоленской, Тамбовской, Тверской, Тульской, Ярославской и Московской области.

В ее состав входят 18 региональных энергетических систем: Белгородская, Владимирская, Вологодская, Воронежская, Ивановская, Костромская, Курская, Орловская, Липецкая, Московская, Рязанская, Брянская, Калужская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская и Ярославская. При этом Московская энергосистема объединяет г. Москву и Московскую область.

Электроэнергетический комплекс образуют 142 электростанции мощностью 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 51,290 тыс. МВт, 2223 электрических подстанции 110—750 кВ и 2639 линий электропередачи 110—750 кВ, общей протяженностью 86 483 км.

В ОЭС Центра находится крупнейший в России узел Московской энергосистемы, который имеет стратегическое значение и требует особого внимания к обеспечению надежности режимов. Кроме того, энергообъединение насыщено развитыми узлами электропотребления, в которых размещены предприятия черной металлургии и крупные промышленные городские центры (Вологодско-Череповецкий, Белгородский, Липецкий). Еще одной особенностью ОЭС Центра является самая высокая в ЕЭС удельная доля атомных электростанций в структуре генерирующей мощности.

ОЭС Центра граничит с четырьмя объединенными энергетическими системами ЕЭС России — ОЭС Северо-Запада, Средней Волги, Урала и Юга, а также с энергосистемами двух стран СНГ — Украины и Белоруссии.

Объединенная энергосистема Северо-Запада. Объединенная энергетическая система Северо-Запада располагается на территории 10 субъектов Федерации Северо-Западного федерального округа: г. Санкт-Петербурга, Мурманской, Калининградской, Ленинградской, Новгородской, Псковской и Архангельской областей, республик Карелия и Коми, Ненецкого автономного округа. В ее состав входят восемь региональных энергетических систем: Архангельская, Калининградская, Карельская, Кольская (Мурманская), Ленинградская, Новгородская, Псковская и Республики Коми. При этом Ленинградская энергосистема объединяет г. Санкт-Петербург и Ленинградскую область, Архангельская — Архангельскую область и Ненецкий автономный округ.

Электроэнергетический комплекс образуют 130 электростанций (в том числе 104 электростанции мощностью 5 МВт и выше), имеющие суммарную установленную мощность 23,390 тыс. МВт, 1074 электрических подстанций 110—750 кВ и 1402 линий электропередачи 110—750 кВ, общей протяженностью 42 871,7 км.

ОЭС Северо-Запада граничит с энергообъединениями Центра и Урала, обеспечивает синхронную параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами стран Балтии (Литвы, Латвии, Эстонии) и Белоруссии, через преобразовательное устройство Выборгского энергоузла — с энергосистемой Финляндии, а также экспорт больших объемов электроэнергии (до 1400 МВт) в Норвегию. Около 90 % суммарной выработки ОЭС Северо-Запада приходится на атомные и тепловые станции. Неблагоприятные климатические условия региона обуславливают необходимость большую часть года работать по теплофикационному графику. К еще одной особенности, осложняющей управление режимом ОЭС, относится топология электрической сети, которая характеризуется протяженными (до 1000 км) линиями электропередачи 220—330 кВ.

Контрольные вопросы

1. Что происходит с первичными энергоресурсами на различных этапах трансформации?
2. Что входит в топливную энергетику?
3. Охарактеризуйте нефтяной комплекс.
4. Что представляет собой единая система газоснабжения России?
5. Дайте характеристику основных месторождений газа.
6. Опишите угольную промышленность России.
7. Какие виды электроэнергетики вы знаете?
8. На какие виды классифицирую ТЭС?
9. Где находится крупнейшая ТЭС, работающая на природном газе, почему?
10. Опишите гидроэнергетический потенциал России.
11. Какова общая мощность АЭС России?
12. На сколько процентов реализован потенциал электрической мощности пароводных терм России?
13. Какие территории входят в объединенную энергосистему Северо-Запада России?

4. ВИДЫ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

В настоящее время известно примерно о 20 видах энергии, но лишь девять из них в той или иной степени используются человечеством в повседневной жизни и в научных исследованиях (рис. 12).

ЯДЕРНАЯ	АТОМНАЯ	ЭЛЕКТРО-СТАТИЧЕСКАЯ
МАГНИТО-СТАТИЧЕСКАЯ	УПРУГОСТНАЯ	ТЕПЛОВАЯ
МЕХАНИЧЕСКАЯ	ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ	ЭЛЕКТРО-МАГНИТНАЯ

Рис. 12. Виды энергии

Ядерная энергия — энергия связи нейтронов и протонов в ядре, освобождающаяся в различных видах при делении тяжелых и синтезе легких ядер; в последнем случае ее называют термоядерной.

Атомная энергия — энергия, высвобождающаяся в результате перестройки электронных оболочек атомов и молекул при химических реакциях.

Электростатическая энергия — потенциальная энергия взаимодействия электрических зарядов, т. е. запас энергии электрически заряженного тела, накапливаемый в процессе преодоления им сил электрического поля.

Магнитостатическая энергия — потенциальная энергия взаимодействия «магнитных зарядов», или запас энергии, накапливаемый телом, способным преодолеть силы магнитного поля в процессе перемещения против направления действия этих сил. Источником магнитного поля может быть постоянный магнит, электрический ток.

Упругостная энергия — потенциальная энергия механически упруго измененного тела (сжатая пружина, газ), освобождающаяся при снятии нагрузки чаще всего в виде механической энергии.

Тепловая энергия — часть энергии теплового движения частиц тел, которая освобождается при наличии разности температур между данным телом и телами окружающей среды.

Механическая энергия — кинетическая энергия свободно движущихся тел и отдельных частиц.

Электрическая энергия — энергия электрического тока во всех его формах.

Электромагнитная энергия — энергия движения фотонов электромагнитного поля.

В практике широко применяются четыре вида энергии:

- 1) тепловая (70—75 %);
- 2) механическая (20—25 %);
- 3) электрическая (3—5 %);

4) электромагнитная (до 1 %).

Главным источником данных видов энергии является химическая энергия минеральных органических горючих (уголь, нефть, газ), запасы которой, составляющие доли процента всех запасов энергии на Земле, далеко не бесконечны.

Общие запасы энергии оцениваются ресурсами, которые можно разделить на две группы:

1) невозобновляемые (запасы органического топлива, ядерная энергия деления и т. д.);

2) возобновляемые (солнечная энергия, геофизическая энергия, энергия биомассы).

Запасы энергоресурсов на Земле огромны, но их использование не всегда возможно, вследствие больших затрат на разработку, транспортировку, охрану труда и окружающей среды.

Объемы разведанных на сегодняшний день запасов легко добываемого органического топлива (млрд т у. т.):

– уголь — 800;

– нефть — 90;

– газ — 85;

– торф — 5.

Таким образом, очевидно, что его запасы ограничены. При этом 80 % всех запасов сосредоточено на территории Северной Америки, бывшего СССР и развивающихся стран.

В настоящее время мировое потребление невозобновляемых энергоресурсов в год составляет от 12 до 15 млрд т у. т., из них на нефть и газ приходится более 50 %.

Из возобновляемых источников наибольшее развитие получила гидроэнергетика, до 9 % от общей выработки электроэнергии. Суммарный вклад в энергопроизводство таких источников энергии, как солнечная, приливная, ветровая, очень мал и не превышает 0,1 %. Перспективным является использование энергии биомассы, это в первую очередь дрова и органические отходы. Однако темп освоения возобновляемых источников энергии в нашей стране очень невысок. На рис. 13 приведена классификация энергоресурсов.

Первичные	Вторичные
<i>Невозобновляемые:</i> уголь, нефть, сланцы, природный газ, торф, радиоактивные металлы <i>Возобновляемые:</i> древесина, гидроэнергия, энергия ветра, солнца, геотермальная энергия, торф, термоядерная энергия	Промежуточные продукты обогащения и сортировки углей, гудроны, мазуты и другие остаточные продукты переработки нефти; щепки, пни. сучья при заготовке древесины; горючие газы (доменный, коксовый); тепло уходящих газов; горячая вода из систем охлаждения; отработанный пар силовых промышленных установок

Рис. 13. Классификация энергоресурсов [25]

Контрольные вопросы

1. Какой вид энергии наиболее широко применяется на практике?
2. Что относится к вторичным энергоресурсам?
3. О скольких видах энергии известно в настоящее время?
4. Дайте определение магнитостатической энергии.
5. К какому виду энергетических ресурсов относятся радиоактивные металлы?
6. Каковы разведанные запасы газа на сегодняшний день?
7. Что такое «потенциальная энергия механически упруго измененного тела (сжатая пружина, газ), освобождающаяся при снятии нагрузки чаще всего в виде механической энергии»?
8. По каким причинам не всегда возможно использование энергетических ресурсов?
9. Какой вид энергии из возобновляемых источников энергии, получил наибольшее применение?
10. Какие источники энергии являются перспективными?

5. НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. ТОПЛИВО

5.1. Энергетическое топливо

Энергетическим топливом называют горючие вещества, которые экономически целесообразно использовать для получения в промышленных целях больших количеств энергии.

Природные запасы топлива должны удовлетворять потребностям, а добыча, переработка и использование — вызывать минимально возможное вредное воздействия на окружающую среду. Топливо является основой энергетики, поскольку более 2/3 всей вырабатываемой в России электроэнергии приходится на долю ТЭС, работающих на органических топливах. При этом менее 30 % всего добываемого топлива потребляется в энергетике, а около 33 % используется на транспорте и в технологических процессах (например, для выплавки чугуна, для варки стали, в машиностроении, в химической технологии и т. д.).

По способу получения различают **природные** (натуральные) и **искусственные** виды топлива (рис. 14).

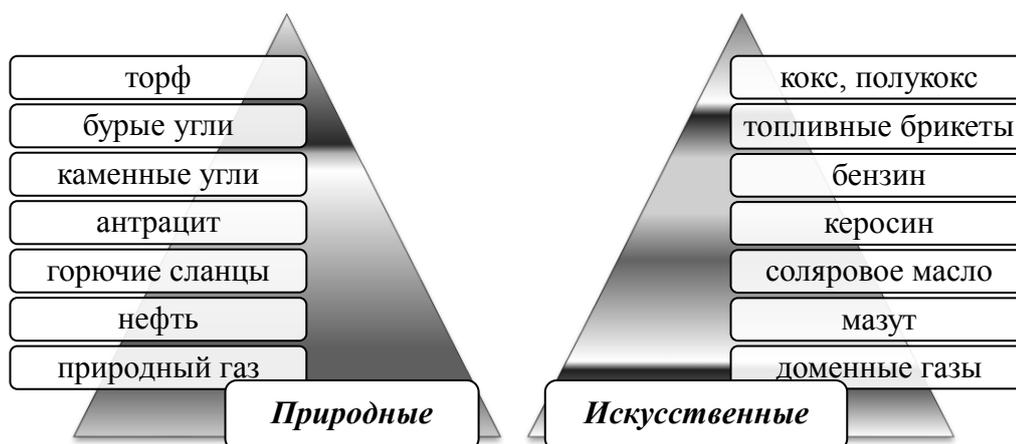


Рис. 14. Классификация видов топлива по способу получения

К природным видам топливам относятся торф, бурые и каменные угли, антрацит, горючие сланцы, нефть и природный газ.

Искусственное топливо получают из природного топлива в процессе переработки. Из твердого топлива путем физико-механического обогащения или термического разложения получают кокс, полукокс, топливные брикеты, различные горючие газы пиролиза. В результате термической переработки нефти получают бензин, керосин, соляровое масло, дизельное топливо, мазут. К искусственным видам топлива также относятся различные газы: доменный, генераторный, коксовый, сжиженный и др.

В энергетических установках, как правило, применяются природные топлива и мазут.

По агрегатному состоянию различают твердые, жидкие и газообразные виды топлива.

Происхождение ископаемых видов топлива.

1. Твердое топливо. Согласно современной теории, твердые горючие ископаемые (за исключением сланцев), т. е. торф, бурые и каменные угли, антрациты, образовались в результате длительного процесса разложения органической массы растений.

Процесс формирования и свойства твердых ископаемых видов топлива зависят от исходного растительного материала и условий его преобразования. Исходя из этого, различают два крайних типа углей: гумусового и сапропелевого происхождения (*гумус* — перегной, *сапропель* — гниющий ил).

Исходным углеобразующим веществом углей гумусового типа является ежегодно отмирающая органическая масса многоклеточной наземной растительности, т.е. деревьев, кустарников, папоротников, трав и др. Эта отмирающая масса, накапливаясь в заболоченных местах, подвергалась разложению при незначительном контакте с воздухом, а затем, после ее опускания под слой воды или покрытия породой, — без доступа воздуха. В процессе такого преобразования исходная растительная масса превращалась в перегной (гумус), который и является исходным материалом для образования большей части твердых горючих ископаемых — углей гумусового типа (гумолитов).

Различают три стадии образования твердых топлив гумусового типа:

- 1) торфяная;
- 2) буроугольная;
- 3) каменноугольная.

В результате преобразования органической массы содержание углерода в ней повышается, при этом содержание кислорода, водорода и азота уменьшается. Процессы преобразования протекают в различных условиях (температура, давление, среда), а, следовательно, и с различной интенсивностью. Поэтому *степень углефикации* топлива, под которой понимают освобождение от наиболее непрочных содержащих кислород компонентов и обогащение углеродом, различна. Степень углефикации, т. е. химического старения, твердого топлива не всегда соответствует его геологическому возрасту, под которым, в свою очередь, понимают период времени процесса углеобразования.

В соответствии со степенью углефикации твердые топлива можно выстроить в следующий ряд: торф, бурый уголь, каменный уголь, антрацит.

Самое молодое из них — торф, представляет собой темно-бурую бесструктурную массу, в которой встречаются остатки неразложившихся и полуразложившихся растений.

Следующими по «возрасту» являются бурые угли — землистая или черная однородная масса, которая при хранении на воздухе частично окисляется и рассыпается в порошок.

Из бурых углей далее образуются каменные угли, обладающие, как правило, повышенной прочностью и меньшей пористостью, и, наконец, антрациты, которые отличаются высокой твердостью и наибольшим содержанием углерода (до 95 %) (рис. 15).

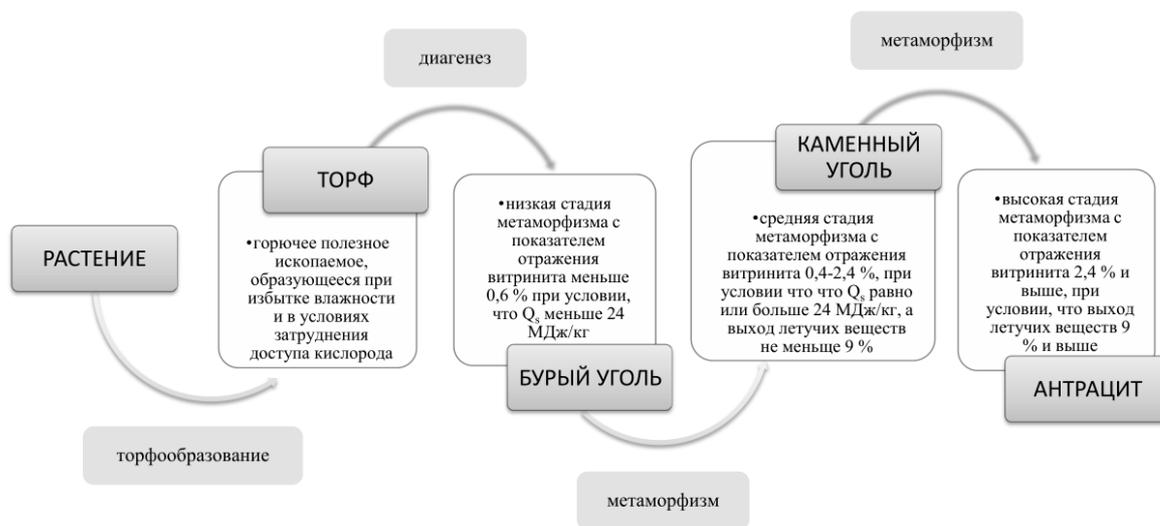


Рис. 15. Стадии углеобразования

Процесс образования углей сапропелевого класса происходит несколько иначе. В качестве исходного углеобразующего вещества выступают низшие растения (водоросли, лишайники и др.), бактерии, грибы, а также микроорганизмы (планктон). Оседая на дно озер, заливов, застойных водоемов мелководных морей, они подвергались разложению практически без доступа воздуха. В результате разложения образовывался твердый остаток — гниющий ил (сапрпель). Сапрпель отличается от твердого продукта преобразования высших растений (гумуса) повышенным содержанием водорода, воска, смолистых веществ и относительно низким содержанием кислорода и минеральных примесей. Торфяная стадия изменения сапрпеля завершается образованием плотной бесструктурной массы. В дальнейшем, углефикация приводит к образованию сапрпелевых углей. Буроугольная стадия этих углей — *богхеды*.

За исключением богхедов, твердые горючие ископаемые сапрпелевого происхождения встречаются относительно редко.

Существуют также угли смешанного происхождения с преобладанием гумусового или сапрпелевого материала. К твердым топливам этого класса относятся горючие сланцы, представляющие собой многозольные глинисто-известковые твердые минеральные породы, пропитанные нефтеподобными органическими веществами сапрпелевого происхождения.

2. Нефть и природный газ. Существуют различные представления о происхождении нефти. Наиболее вероятным считается теория органического (биогенного) происхождения, согласно которой основой для обра-

зования нефти и газа послужил сапропель, процесс преобразования которого происходил на значительной глубине при высоком давлении и высокой температуре. Избирательную направленность преобразования органических остатков обусловило наличие бактерий и естественных катализаторов (глины, радиоактивные элементы и т. д.). В результате из сапропеля образовались жидкие углеводороды различной молекулярной массы — нефть и природные газы.

Большое значение в образовании залежей нефти имели геологические условия. Жидкие и газообразные углеводороды, перемещаясь сквозь пористые породы (пески, песчаники, галечники), в больших количествах собирались в зонах, ограниченных непроницаемыми породами (глина, глинистые сланцы). Так образовались месторождения нефти и природного газа [26].

Сырая нефть представляет собой смесь органических соединений, главным образом, различных углеводородов (метанового — C_nH_{2n+2} , нафтенового — C_nH_{2n} , ароматического — C_nH_{2n-6} классов), включает некоторое количество жидких кислородсодержащих, сернистых и азотистых соединений, парафин и смолы. Нефть — вязкая маслянистая жидкость бурого цвета (плотность от 730 до 1040 кг/м³). Теплота сгорания нефти до 42 МДж/кг. Содержание углеводородов того или иного класса в нефти изменяется в широких пределах. В зависимости от преобладания одного из них нефти подразделяются:

- метановые;
- нафтеновые;
- ароматические;
- метанонафтеновые;
- нафтеноароматические;
- метанонафтеноароматические.

Нефть в основном перерабатывается с целью извлечения более легких фракций (бензин, керосин, лигроин, газойль). Остающийся после переработки нефти тяжелый остаток — мазут — используется как энергетическое топливо.

Природный газ представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую определенное количество водяного пара и механических примесей (пыли и смолы). Газы образовывались вместе с нефтью. Значительная часть более тяжелых составляющих их растворена в нефти, а часть, состоящая в основном из более легких компонентов, скапливается над уровнем нефти.

Благодаря большой проникающей способности природные газы перемещаются в пористых горных породах на большие расстояния от места своего образования и, накапливаясь, образуют чисто газовые месторождения.

В зависимости от условий образования их можно разделить на группы:

- 1) газы газовых месторождений;
- 2) газы газоконденсационных месторождений;
- 3) попутные газы нефтяных месторождений.

Газы газовых месторождений в основном состоят из метана. Содержание тяжелых углеводородов (от пропана и выше) составляет менее 50 г/м^3 . Такие газы называют тощими или сухими. Теплота сгорания — $33\text{—}36 \text{ МДж/м}^3$.

Газы конденсационных месторождений состоят из смеси сухого газа и паров тяжелых углеводородов. Последние в основном конденсируются в процессе добычи газа при снижении давления (процесс обратной конденсации). Плотность и теплота сгорания газа конденсационных месторождений несколько выше, чем у газа газовых месторождений. Природные газы большинства месторождений не содержат серы и сернистых соединений.

При добыче нефти в результате десорбции растворенных в ней газов, вызванной падением давления, происходит выделение попутных газов нефтедобычи. Помимо метана они содержат большое количество тяжелых углеводородов (свыше 150 г/м^3) и поэтому называются жирными. Теплота сгорания — до 60 МДж/м^3 [27].

5.2. Элементный состав топлива

Состав и качество топлива определяются в специально оборудованных лабораториях химическим и механическим анализами средней пробы партии топлива.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей (воды и пыли). Состав и содержание отдельных газов, входящих в газообразное топливо, сравнительно легко определяются газовым анализом. Поэтому состав газообразного топлива принято выражать в виде объемных долей отдельных газов (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , CO , H_2 , CO_2 , N_2 , O_2 и др.) в процентах к объему сухого газа в смеси при нормальных условиях (температура $0 \text{ }^\circ\text{C}$, давление 760 мм рт. ст.).

Все вещества в составе **твердого и жидкого** топлива находятся в нем в виде **сложных высокомолекулярных органических соединений**.

Качественный и, особенно, количественный анализы соединений, входящих в состав твердого и жидкого топлива, требуют проведения сложных и трудоемких лабораторных исследований. Поэтому состав топлива принято выражать не в виде соединений, а содержанием (в процентах по массе) отдельных химических элементов: углерода (С), водорода (Н), серы летучей (S_n), кислорода (О), азота (N), а также золы (А) и влаги (W).

Горючими элементами твердого и жидкого топлива являются **углерод, водород и сера** (органическая и пиритная). В связанном с ними

состоянии находятся **кислород** и **азот**, которые образуют **внутренний балласт топлива**. **Зола** и **влага** составляет **внешний балласт топлива**.

Основным горючим элементом твердого и жидкого топлива, содержание которого обуславливает выделение основного количества теплоты, является **углерод**. Он имеет высокую удельную теплоту сгорания (34,1 МДж/кг) и составляет, как правило, от 40 до 70 % (и выше) массы твердого топлива и до 90 % массы мазута.

Вторым по значимости элементом в составе твердого и жидкого топлива является **водород**. Водород имеет более высокую удельную теплоту сгорания (120,5 МДж/кг), но его содержание в топливе сравнительно мало (1÷5 % в твердых топливах и 10÷11 % в мазуте), поэтому доля водорода в суммарном тепловыделении при горении топлива значительно меньше, чем углерода.

Сера имеет невысокую теплоту сгорания (9,3 МДж/кг), содержится в топливе в небольших количествах (0,3—3 % в углях и мазуте) и поэтому **не представляет ценности** как горючий элемент.

Сера в топливе содержится в трех видах: **органическая S_o** , **пиритная (или сульфидная) S_p** и **сульфатная S_{SO_4}** (рис. 16).

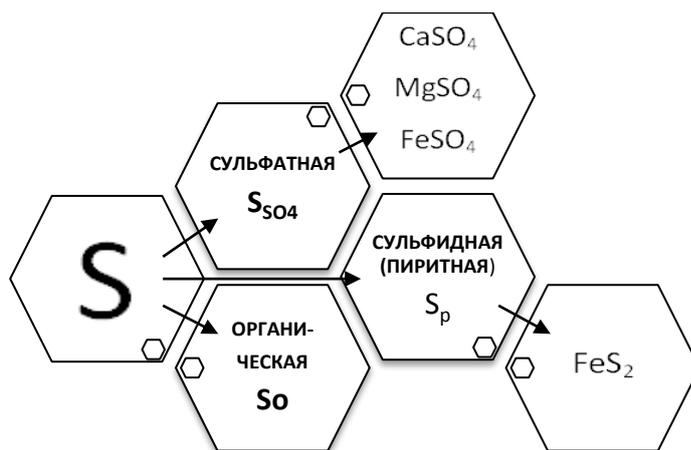


Рис. 16. Виды серы, входящей в состав топлива

Органическая сера входит в состав сложных высокомолекулярных соединений, **пиритная сера** находится в топливе в виде сульфидов металлов, например, FeS_2 (пирит, или железный колчедан), $CuFeS_2$ (халькопирит, или медный колчедан). Органическая и пиритная сера составляют горючую (летучую) серу, которая отдельной составляющей входит в элементный состав топлива (%):

$$S_{л} = S_o + S_p.$$

Сера в сульфатах ($CaSO_4$, $MgSO_4$, $FeSO_4$ и т. д.) находится в виде высших оксидов, поэтому ее дальнейшее окисление (горение) не происходит. Сульфаты являются минеральной примесью топлива и входят в состав золы.

При горении серы образуется сернистый ангидрид SO_2 и некоторое количество серного ангидрида SO_3 . Серный ангидрид при соединении с водяным паром, содержащимся в продуктах сгорания, образует пары серной кислоты, которые, конденсируясь на низкотемпературных элементах различных теплотехнических установок, вызывают их **серно-кислотную (низкотемпературную) коррозию**. Кроме того, оксиды серы и пары серной кислоты отравляют атмосферу и оказывают вредное влияние на животный и растительный мир. Поэтому сера является **вредным и нежелательным** элементом в топливе.

Кислород и **азот**, связанные с горючими элементами топлива (в виде органических соединений), снижают удельную теплоту его сгорания и образуют **внутренний балласт топлива**. Азот, являясь инертным газом, тем не менее, при высоких температурах образует в соединении с кислородом высокотоксичные оксиды NO_x . Предельно допустимая концентрация оксидов азота в приземном слое $ПДК_{NO_x} = 0,085 \text{ мг/м}^3$, а проблема снижения выбросов NO_x при сжигании всех видов топлива (особенно твердых) актуальна во всем мире.

5.3. Теплотехнические характеристики топлива

К теплотехническим характеристикам топлива относятся теплофизические свойства, которые оказывают существенное влияние на процесс горения, эксплуатацию топок, камер сгорания и устройств для транспортировки, хранения и подготовки топлива к сжиганию: содержание горючих веществ, влаги, минеральных примесей, удельную теплоту сгорания, физико-механические характеристики (плотность, вязкость и др.). Для твердого топлива важными характеристиками являются также выход летучих веществ, свойства кокса и золы.

5.3.1. Влажность топлива

Влага топлива подразделяется на внешнюю (свободную) и внутреннюю (связанную) (рис. 17).

Внешняя влага, в свою очередь, делится на поверхностную и капиллярную. К поверхностной, или механически удерживаемой, влаге относят ту часть воды, которая, попадая в топливо из подземных и грунтовых вод или атмосферных осадков, осажается на поверхности частиц топлива. Очевидно, что количество поверхностной влаги зависит от удельной поверхности частиц топлива (чем меньше размер кусков, тем больше удельная поверхность) и свойств этой поверхности, в первую очередь, ее способности к смачиванию. Поэтому измельчение твердого топлива целесообразно лишь после транспортировки с места добычи к месту потребления. Количество поверхностной влаги обычно не превышает 3—5 % массы топлива. Капиллярная влага находится в капиллярах

и порах частиц топлива. Поры с диаметром более 10^{-5} мм заполняются при прямом контакте с водой, в порах с меньшим размером возможна конденсация влаги из воздуха. Ее содержание зависит от водоносности месторождения и атмосферных условий в период транспортировки и хранения топлива. С повышением степени углефикации (содержания углерода в топливе) количество капиллярной влаги уменьшается.

Внешняя влага может быть удалена механическими средствами и тепловой сушкой.

К **внутренней** влаге относят коллоидную и гидратную влагу. Коллоидная влага является составной частью органической массы топлива. Ее количество зависит от вида топлива и его химического возраста. По мере увеличения степени углефикации содержание коллоидной влаги уменьшается. (В торфе и бурых углях $10 \div 15$ %, в молодых каменных углях $3 \div 6$ %, в старых углях и антрацитах $0,5 \div 1$ %.) Коллоидная влага **удаляется в процессе сушки** при температуре **$102 \div 105$ °С**. Гидратная, или кристаллизационная, влага химически связана с минеральными примесями топлива и образует соединения минеральных веществ с водой, например, силикаты $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$, $Fe_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$, сульфаты $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $MgSO_4 \cdot 2H_2O$ (так называемые кристаллогидраты) и др. Содержание гидратной влаги в топливе обычно **невелико**. Она становится заметной лишь в **многозольном топливе**. При сушке топлива гидратная влага, в отличие от коллоидной, **не испаряется**. Она выделяется только при **дегидратации** в процессе термического разложения топлива при температуре **600 °С** и выше.

Технической характеристикой, отражающей содержание в топливе влаги, является **влажность** W^r_t . Она определяется по изменению массы топлива в результате сушки при температуре $102 \div 105$ °С в стандартных условиях и выражается в процентах от начальной навески топлива. Так как при сушке вода из гидратов топлива не выделяется, то влажность меньше действительного содержания влаги W на величину кристаллогидратной воды $W_{гидр}$, т. е. $W^r_t = W - W_{гидр}$. Однако это расхождение незначительно.

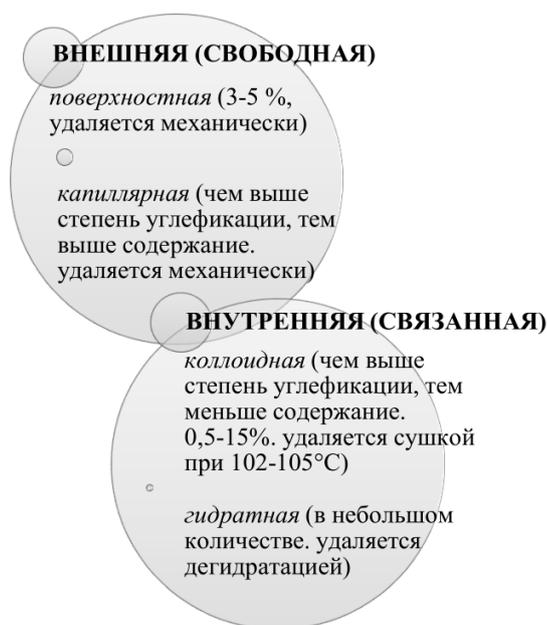


Рис. 17. Состояние влаги в топливе

5.3.2. Состав и содержание минеральных примесей

Зола угля — неорганический остаток после полного сгорания угля.

Зольность топлива. Свойства золы топлива. Несгоревшая часть топлива образует очаговые остатки, которые, в зависимости от условий сжигания и от местонахождения в разных частях топки и газоходах, могут принимать форму шлака или золы.

Зола — это твердый негорючий порошкообразный остаток, получившийся после завершения преобразований в минеральной части топлива в процессе его горения. Различают летучую золу — пылевидные фракции, уносимые уходящими газами, и провал — более крупные фракции золы, покидающие зону горения через холодную воронку. Плотность в среднем 600 кг/м^3 .

Шлак — это минеральная масса, подвергшаяся высокотемпературному нагреву, в результате которого она приобрела значительную прочность за счет оплавления и спекания. Плотность до 800 кг/м^3 .

Зольность, как техническая характеристика, представляет собой массу золы, отнесенную, как правило, к сухой массе топлива и выраженную в процентах A^d .

Минеральные примеси, в зависимости от их происхождения, подразделяются на первичные, вторичные и третичные.

Состав и содержание первичных примесей, внесенных в топливо с исходным органическим углеобразующим материалом, и вторичных, которые попадают в топливо в процессе углеобразования, для каждого конкретного месторождения довольно стабильны. Они равномерно распределены в топливе, и их механическое отделение практически неосуществимо.

Третичные (внешние) минеральные примеси попадают в топливо в процессе разработки месторождения, добычи топлива, его транспортировки и хранения (пустая порода, земля, песок). Третичные примеси обычно неравномерно распределены в топливе и могут сравнительно **легко отделяться** от топлива (например, в процессе его обогащения).

Минеральные примеси уменьшают содержание горючих веществ в единице массы топлива и снижают удельную теплоту его сгорания.

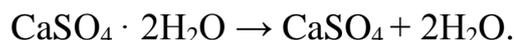
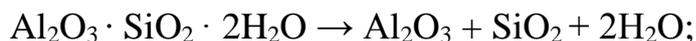
Основными минеральными примесями твердых топлив являются:

- кремнезем SiO_2 (до 50 %);
- глинозем Al_2O_3 (до 25 %);
- оксиды Na_2O , K_2O , CaO , MgO , Fe_2O_3 , TiO_2 (до 25 %);
- сульфиды (преимущественно FeS_2);
- карбонаты CaCO_3 , MgCO_3 , FeCO_3 ;
- сульфаты CaSO_4 , MgSO_4 ;
- фосфаты, хлориды, соли щелочных металлов.

Помимо перечисленных основных компонентов, в минеральных примесях твердого топлива могут присутствовать соединения многих редких элементов: германия, кобальта, никеля, палладия, платины, урана и др.

При сжигании топлива многие компоненты его минеральных примесей подвергаются химическим преобразованиям, в результате которых масса и состав образующейся золы всегда отличаются от массы и состава исходных минеральных примесей топлива.

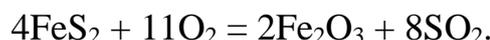
При температуре выше 500—600 °С протекают реакции дегидратации, т. е. происходит выделение гидратной влаги из гипса, алюмосиликатов (глин), оксидов и гидроксидов железа с образованием Al_2O_3 , SiO_2 , Fe_2O_3 и H_2O , например:



В интервале температур 500—900 °С происходит разложение карбонатов с выделением диоксида углерода:



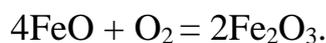
При 400—500 °С начинается окисление дисульфида железа:



Разложение сульфата железа протекает при 850—950 °С:

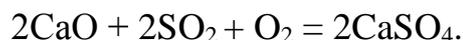


При температуре выше 400 °С начинается окисление соединений Fe^{2+} до Fe^{3+} :



Улетучивание хлоридов из соединений щелочных металлов происходит при температуре выше 500 °С.

В интервале температур 700—1000 °С происходит образование сульфата кальция:



Эта реакция протекает по мере выделения SO_2 при сгорании органической серы и окислении дисульфида железа (железного колчедана), а также разложения карбонатов, содержащихся в минеральной массе углей. Именно благодаря протеканию этой реакции возможно эффективное связывание оксидов серы в топках с **низкотемпературным кипящим слоем**. При температурах выше 1000 °С начинается диссоциация сульфатов.

При рассмотрении реакций, происходящих в процессе преобразования минеральных примесей топлива, можно сделать следующие общие **выводы**:

1. В процессе горения химический состав минеральной части топлива значительно изменяется, поэтому масса и состав золы, никогда не равны массе и составу минеральных веществ.

2. Среди реакций, протекающих в минеральной массе при озолении углей, преобладают реакции разложения, поэтому зольность угля почти всегда получается несколько меньше, чем содержание минеральной массы.

3. Каждая из приведенных реакций протекает на определенных стадиях озоления угля и в определенном интервале температур. В соответствии с этим **масса и состав золы**, полученной при озолении одного и того же угля при разных температурах (например, 800 и 1500 °С), будут значительно **различаться** [27].

5.3.3. Теплота сгорания топлива

Наиболее важной теплотехнической характеристикой топлива является **теплота сгорания** (теплотворная способность), т. е. количество теплоты, выделяющейся при **полном сгорании** единицы массы твердого или жидкого (кДж/кг) или единицы объема газообразного (кДж/м³) топлива.

Теплоту сгорания, так же как и элементный состав, относят к рабочей, сухой или горючей массе топлива: Q^r , Q^d , Q^{daf} .

В зависимости от того, в каком состоянии (жидком или газообразном) находятся в продуктах сгорания водяные пары, различают высшую (Q_s) и низшую (Q_i) теплоту сгорания (индексы s (от англ. *superior*) — высший, i (*inferior*) — низший).

Высшей теплотой сгорания Q_s называют максимальное количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании единицы количества топлива (1 кг — твердое или жидкое, 1 м³ — газообразное) с учетом теплоты конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания.

В реальных промышленных установках температура уходящих газов во избежание низкотемпературной коррозии должна превышать температуру конденсации водяного пара, а следовательно, теплота его конденсации не используется. Поэтому во всех практических расчетах в качестве показателя теплотворной способности топлива применяют так называемую низшую теплоту сгорания Q_i . Таким образом, низшая теплота сгорания Q_i получается вычитанием из высшей теплоты сгорания Q_s теплоты конденсации водяных паров, которые образуются при испарении влаги, содержащейся в топливе, а также при сгорании водорода топлива:

$$Q_i^r = Q_s^r - Q_{квп}$$

Теплота конденсации водяных паров зависит от количества водяных паров, образующихся при сжигании 1 кг топлива $G_{ВП}$ (кг Н₂О/кг топлива), а также от удельной (так называемой «скрытой») теплоты парообразования (или конденсации) r (кДж/кг):

$$Q_{квп} = r \cdot G_{ВП}$$

Скрытая теплота конденсации (парообразования) при атмосферном давлении $r = 539$ ккал/кг = 2260 кДж/кг. С учетом некоторого охлаждения дымовых газов можно принять $r = 600$ ккал/г = 2500 кДж/кг.

Для определения расхода (количества) водяных паров необходимо понять источник (или источники) их возникновения. Во-первых, водяные пары образуются при испарении влаги, входящей в состав топлива, при этом их масса равна массе влаги в топливе (кг H₂O/кг топлива):

$$G_1 = \frac{W^r}{100},$$

Во-вторых, водяные пары образуются при сжигании водорода, входящего в состав топлива, в соответствии с реакцией



Из реакции следует, что при полном сгорании 1 моля водорода (молекулярная масса водорода равна 2 кг) образуется 1 моль водяного пара (молекулярная масса 18 кг), т. е. при сжигании 2 кг водорода образуется 18 кг H₂O, а при сжигании 1 кг водорода — 9 кг H₂O. Тогда количество (масса) водяного пара, образовавшегося при сжигании 1 кг топлива, содержащего водород в количестве H^r , %, получится (кг H₂O/кг топлива):

$$G_2 = 9 \cdot \frac{H^r}{100}.$$

В итоге теплота конденсации водяных паров (кДж/кг):

$$Q_{\text{квп}} = r \cdot (G_1 + G_2) = 2500 \cdot \left(\frac{W^r}{100} + 9 \frac{H^r}{100} \right) = 25(W^r + 9H^r).$$

Тогда соотношение между низшей и высшей теплотой сгорания представляется следующим образом (кДж/кг):

$$Q_i^r = Q_s^r - 25(W^r + 9H^r);$$

$$Q_i^d = Q_s^d - 225 \cdot H^d;$$

$$Q_i^{daf} = Q_s^{daf} - 225 \cdot H^{daf}.$$

В отличие от теплоты сгорания рабочей массы топлива Q^r , которая зависит от содержания внешнего балласта (зола и влаги), теплота сгорания горючей массы топлива Q^{daf} величина, достаточно постоянная для конкретного месторождения. Поэтому, зная Q^{daf} и (по данным технического анализа топлива) влажность W^r и зольность A^2 , можно рассчитать Q^r (кДж/кг):

$$Q_i^r = Q_i^{daf} \frac{100 - (W^r + A^r)}{100} - 25W^r.$$

5.3.4. Выход летучих веществ. Кокс

Летучие вещества угля — вещества, образующиеся при разложении угля в условиях горения.

Выход летучих веществ — масса летучих веществ единицы массы угля, определяемая в установленных стандартом условиях.

При нагревании твердого топлива происходит разложение термически нестойких молекул органических веществ горючей массы и углеродистых соединений. При этом *выделяются две группы летучих соединений*:

- 1) горючие (CH₄, CO, H₂);
- 2) негорючие (CO₂, O₂, N₂, SO₂ и др.).

Водяной пар, выделяющийся при испарении влаги топлива, в состав летучих веществ не входит.

В процессе термического разложения в летучие вещества переходит не весь углерод топлива. Оставшийся углерод вместе с минеральными примесями образует твердый нелетучий остаток — *кокс*.

Экспериментальное определение выхода летучих веществ. Навеску аналитической (воздушно-сухой) пробы выдерживают в муфельной печи без доступа воздуха при температуре 830—870 °С. По уменьшению массы топлива (за исключением содержания влаги) судят о количестве летучих веществ. Его относят к горючей массе топлива и обозначают V^{daf} , %.

По величине выхода летучих веществ, все топлива делятся:

- пламенные ($V^{daf} > 40$ %);
- тощие ($V^{daf} < 40$ %).

Так как количество и состав летучих веществ зависят от температуры и продолжительности процесса, то при определении выхода температурный режим, условия и продолжительность процесса строго регламентированы (рис. 18).



Рис. 18. Зависимость количества и состава летучих веществ

Температура выхода летучих веществ зависит от химического возраста топлива (чем выше степень углефикации, тем выше температура выхода летучих веществ). При этом вследствие уменьшения количества инертных газов теплота сгорания летучих веществ увеличивается (табл. 4).

Таблица 4. Выход и температура начала выхода летучих веществ

Вид топлива	V^{daf} , %	Температура начала выхода, °С
Торф	70—75	100—120
Бурые и молодые каменные угли	30—60	150—170
Старые каменные угли	10—15	380—400
Антрацит	2—9	400

Выход и состав летучих веществ существенно влияют на процесс воспламенения и горения топлива. Чем выше выход летучих соединений (торф, бурые угли, молодые каменные угли), тем топливо легче воспламеняется и быстрее сгорает. При этом образующийся кокс содержит мало углерода, вследствие чего сгорает быстрее. При этом потери теплоты от недожога ниже. При малом выходе летучих соединения (антрацит, тощие угли) топливо воспламеняется значительно труднее и горение коксового остатка становится более продолжительным. Выход определенным образом сказывается и на механических свойствах коксового остатка. Топливо с очень высоким или малым выходом летучих веществ образует механически непрочный, легко рассыпающийся кокс. Это затрудняет слоевое сжигание топлива вследствие образования порошкообразного слоя кокса, плохо продуваемого воздухом (рис. 19).

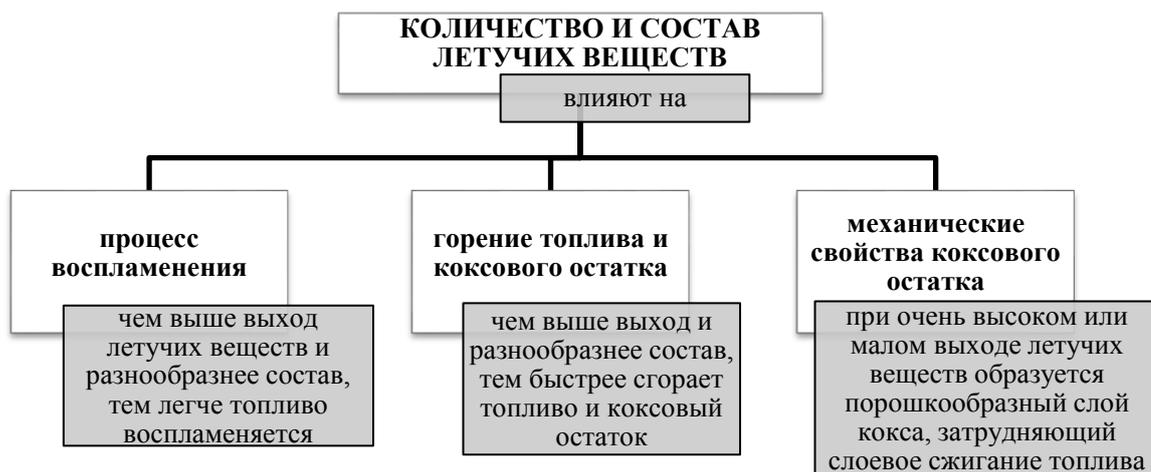


Рис. 19. Влияние количества и состава летучих веществ

Стадии термического разложения топлива:

- размягчение (пластическое состояние, некоторые угли, температура выше 300 °С, выделение парогазовых и жидких продуктов);
- полукокс (затвердевание пластической массы, температура 500—550 °С, образование спекшегося твердого остатка);
- кокс (температура до 1000 °С, снижение содержания кислорода, водорода, серы, увеличение содержания углерода, полукокс переходит в кокс с повышенной твердостью и прочностью).

Виды коксового остатка (в зависимости от внешнего вида и прочности):

- порошкообразный;
- слипшийся;
- слабоспекшийся;
- спекшийся, не сплавленный;
- сплавленный, не вспученный;
- сплавленный, вспученный;
- сплавленный, сильно вспученный.

Угли, образующие спекшийся и сплавленный коксовый остаток, являются ценным технологическим топливом и используются для производства металлургического кокса (коксующиеся угли).

5.4. Условное топливо

Для сравнения энергетической ценности и эффективности использования различных видов топлива введено понятие «условное топливо», т. е. некое «фиктивное», или «эквивалентное», топливо, теплота сгорания которого условно равна теплоте сгорания среднестатистического каменного угля $Q_{\text{усл}} = 29,3$ МДж/кг (7000 ккал/кг).

Перерасчет расхода конкретного топлива B с теплотой сгорания Q в условное производится по соотношению:

$$B_{\text{усл}} = B \frac{Q_i^r}{Q_{\text{усл}}}$$

Понятием условного топлива как универсальным эквивалентом пользуются также при планировании добычи и потребления топлива [28].

5.5. Твердое топливо

5.5.1. Промышленная классификация твердого топлива

Ископаемые угли в зависимости от значения величины среднего показателя отражения витринита (гелифицированный компонент ископаемых углей), теплоты сгорания на влажное беззольное состояние и выхода летучих веществ на сухое беззольное состояние подразделяют на виды (табл. 5):

- бурые угли;
- каменные угли;
- антрациты.

Таблица 5. Виды ископаемых углей

Вид угля	Средний показатель отражения витринита, R_o , %	Теплота сгорания на влажное беззольное состояние, Q_s^{af} , МДж/кг	Выход летучих веществ на сухое беззольное состояние, V_{daf} , %
Бурый	< 0,6	< 24	—
Каменный	0,4—2,59 включительно	24 и более	8 и более
Антрацит	> 2,2	—	< 8

Угли бурые, каменные и антрациты в зависимости от генетических особенностей делят:

- на классы (по среднему показателю отражения витринита R_o в %);
- категории (по содержанию фюзенизированных (матовые и полуматовые угли) компонентов на чистый уголь ΣOK в %);
- типы (по максимальной влагоемкости на беззольное состояние W_{\max}^{af} для бурых углей, выходу летучих веществ для на сухое беззольное состояние для каменных углей и объемному выходу летучих веществ на сухое беззольное состояние для антрацитов);
- подтипы (по выходу смолы полукоксования на сухое беззольное состояние для бурых углей, толщине пластического слоя и индексу Рога (характеризует спекающую способность угля) для каменных углей, анизотропии отражения витринита для антрацитов) [28].

Бурые угли (марка Б) включают группы:

- 1Б** (первый бурый) $W^{af} \geq 50 \%$;
- 2Б** (второй бурый) $30 < W^{af} < 50 \%$;
- 3Б** (третий бурый) $W^{af} < 30 \%$.

Бурые угли характеризуются пониженным содержанием углерода и повышенным содержанием кислорода, серы и влаги, имеют окраску от бурого до черного цвета. Содержание золы в сухой массе A^d колеблется, как правило, от 20 до 30 %. При сушке на воздухе они теряют механическую прочность, растрескиваются и обладают повышенной склонностью к самовозгоранию.

Бурые угли относятся к низкосортному топливу. Вследствие высокого содержания внешнего балласта бурые угли имеют невысокую низшую теплоту сгорания рабочей массы топлива (МДЖ/кг):

$$Q_i^r = 10,5 \div 16.$$

Каменные угли включают следующие марки/группы:

- Д** (длинноплазменный) / —;
- ДГ** (длинноплазменный газовый) / —;
- Г** (газовый) / 1Г и 2Г;
- ГЖО** (газовый жирный отощенный) / 1ГЖО и 2ГЖО;
- ГЖ** (газовый жирный) / 1ГЖ и 2ГЖ;
- Ж** (жирный) / 1Ж и 2Ж;
- КЖ** (коксовый жирный) / —;
- К** (коксовый) / 1К и 2К;
- КО** (коксовый отощенный) / 1КО и 2КО;
- КСН** (коксовый слабоспекшийся низкометаморфизованный) / —;
- КС** (коксовый слабоспекающийся) / 1КС и 2КС;
- ОС** (отощенный спекающийся) / 1ОС и 2ОС;
- ТС** (тощий спекающийся) / —;
- СС** (слабоспекающийся) / 1СС, 2СС и 3СС;
- Т** (тощий) / 1Т и 2Т.

Вследствие меньшего содержания внешнего балласта ($A^d = 15—20 \%$, $W^r = 4—12 \%$) каменные угли обладают более высокой теплотой сгорания, чем бурые угли (МДЖ/кг):

$$Q_i^r = 23 \div 27.5.$$

Каменные угли обладают высокой механической прочностью, плотностью, способностью к коксованию, мало подвержены выветриванию и самовозгоранию.

По цвету и характеру излома кусков каменные угли можно разделить на следующие группы:

- блестящие, имеющие черный цвет и яркий блеск;
- матовые, с темно-черным цветом без блеска;

- волокнистые, густого черного цвета, сохраняющие структуру древесины;
- слоистые, образованные рядом чередующихся слоев и дающие в изломе блестящие и матовые полосы.

Антрациты (марка А) включают следующие группы:

- 1А** (первый антрацит);
- 2А** (второй антрацит);
- 3А** (третий антрацит).

Антрациты характеризуются очень высоким содержанием углерода, достигающим в горючей массе $C^{daf} = 95—96 \%$. Они обладают высокой механической прочностью, имеют черный с металлическим блеском цвет, не самовозгораются (рис. 20).

Угли, промежуточные между каменными и антрацитами, относят к полуантрацитам. Они отличаются выходом летучих веществ $V^{daf} = 5—10 \%$ и теплотой сгорания несколько большей, чем у антрацитов (за счет повышенного содержания водорода).



Рис. 20. Отличительные признаки ископаемых топлив

Торф — органическая горная порода, образующаяся в результате отмирания и неполного распада болотных растений в условиях повышенного увлажнения при недостатке кислорода и содержании не более 50 % минеральных компонентов на сухое вещество.

Классификация видов торфа по способу добычи:

- кусковой (в виде кирпичей или брикетов);
- фрезерный (в виде мелкой крошки).

Классификация видов торфа по глубине залегания:

- верховой;

- переходный;
- низинный.

Воздушно-сухой торф содержит до 40—50 % влаги. Зольность сухой массы колеблется от 3 до 10 %. Вследствие высокой влажности торф имеет низкую рабочую теплоту сгорания. Торф характеризуется плохой сыпучестью, склонностью к слеживанию, повышенной взрывоопасностью, высокой гигроскопичностью и легкостью смерзания.

Горючие сланцы характеризуются высоким выходом летучих веществ, достигающим 70—80 % в горючей массе, высокой зольностью (до 40—60 %), наличием серы (до 4 %) и карбонатов кальция, магния и железа, которые при сгорании сланца разлагаются, выделяя диоксид углерода. Влажность сланцев достигает 15—20 %. Наиболее целесообразно использовать сланцы в качестве сырья для газификации и получения горючих газов. При сухой перегонке сланцев выделяется большое количество смол, близких по составу к нефти.

5.5.2. Переработка твердого топлива

Для повышения качества природного топлива и получения искусственного топлива применяют физико-механические и термические способы переработки. К первым способам относятся обогащение и брикетирование, ко вторым — полукоксование и коксование.

Обогащение угля (рис. 21) достигается путем удаления пустой породы и уменьшения содержания влаги. В настоящее время применяют два способа обогащения: гравитационный и флотационный.

Гравитационный способ обогащения основан на отделении пустой породы и других негорючих примесей, плотность которых отличается от плотности угля, под действием силы тяжести (гравитации). В зависимости от среды, в которой производят разделение исходного материала, различают сухое и мокрое обогащение. В первом случае разделение исходного материала на составные части происходит в потоке воздуха, во втором — воды. Поскольку масса разделяемых частиц исходного ма-

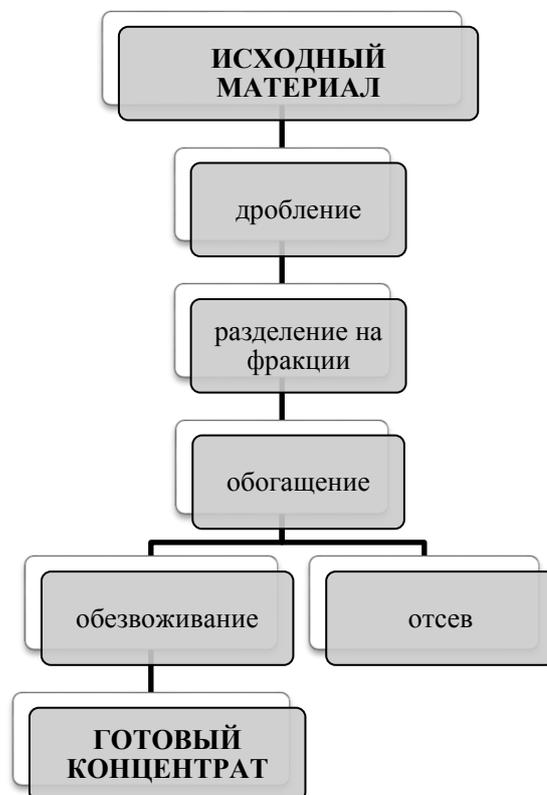


Рис. 21. Упрощенная технологическая

териала (уголь, пустая порода, посторонние примеси) зависит не только от плотности частиц, но и от их размера, то уголь предварительно измельчают в дробилке и с помощью грохота разделяют на фракции. Отделенная мелочь, называемая *отсевом*, используется в качестве энергетического топлива.

При мокром обогащении разделение дробленого материала производится в движущемся горизонтальном потоке воды под действием пульсирующих восходящих струй воды. Частицы породы, как наиболее тяжелые (плотность более $2,0 \text{ г/см}^3$), опускаются в нижние слои потока, образуя шлам, а куски топлива ($1,4 \text{ г/см}^3$ и менее) поднимаются в верхнюю часть потока и выводятся из установки. Полученный обогащенный продукт (концентрат) обезвоживают в грохотах и сушилках и используют в технологических установках и в слоевых топках, а шлам и промежуточный продукт сжигают в пылеугольных топках.

Для мелких фракций углей применяется *флотационное обогащение*. Флотация основана на различии смачиваемости водой поверхности частиц, в данном случае, на различии смачиваемости водой поверхности частиц топлива и пустой породы. Измельченный материал (размер частиц от 0,3 до 0,5 мм) подается в поток воды, через который продувается воздух. Плохо смачиваемые водой (гидрофобные) частицы топлива прилипают к пузырькам воздуха и увлекаются ими вверх, а хорошо смачиваемые водой (гидрофильные) частицы пустой породы опускаются вниз.

Брикетирование топлива — это процесс прессования предварительно измельченного и подсушенного топлива в куски геометрически правильной формы, называемые *брикетами*. Для брикетирования обычно используют низкосортное топливо: фрезерный торф, слабоструктурные молодые бурые угли, отсева каменных углей и антрацита.

Термическая переработка, или *сухая перегонка*, топлива представляет собой процесс его нагревания без доступа воздуха до такой температуры, при которой происходит разложение органической массы и выделение горючих газов.

В зависимости от конечной температуры нагрева, различают **полукоксование**, или низкотемпературное, коксование, которое завершается при температуре $500\text{—}550 \text{ }^\circ\text{C}$, и высокотемпературное **коксование**, заканчивающееся при $t = 1000\text{—}1100 \text{ }^\circ\text{C}$.

В процессе полукоксования происходит интенсивное выделение газообразных углеводородов и образование *первичных смол*, которые подвергаются затем технологической переработке с целью получения жидких моторных топлив, смазочных масел, фенола, пека. Твердый остаток — *полукокс* — является топливом с повышенной реакционной способностью (так называемое «бездымное топливо»).

Для полукоксования используются угли, дающие при сухой перегонке значительное количество жидких смолистых продуктов. Таким

топливом являются бурые угли, горючие сланцы и молодые каменные угли. Газ полукоксования имеет сравнительно малую теплоту сгорания 9—15 МДж/м³ и используется как местное топливо.

При высокотемпературном коксовании полностью завершаются процессы разложения органических веществ топлива и выделения газо- и парообразных соединений. Твердый остаток(кокс) состоит из углерода и минеральных примесей (золы). Содержание летучих веществ в коксе незначительно. Кокс является ценным технологическим топливом металлургических процессов. Попутный продукт высокотемпературного коксования — коксовый газ — состоит из водорода, оксида углерода и углеводородов. Теплота сгорания 16,7—18 МДж/м³.

Физические свойства кокса (твердость, механическая прочность) зависят от состава органических соединений и вида топлива, применяемого для коксования. Топливо, имеющее в своем составе компоненты, которые при нагревании без доступа воздуха (при температуре 350—470 °С) сначала расплавляются, а затем при выделении летучих веществ становятся более тугоплавкими и затвердевают, относится к **спекающимся**, или **коксующимся**. Из такого топлива при коксовании образуется механически прочный спекшийся или сплавленный кокс, применяемый в металлургии.

5.5.3. Изменение качества твердого топлива при длительном хранении

При длительном хранении твердого топлива под влиянием физико-химического воздействия воздуха, атмосферных осадков и влаги качество твердого топлива ухудшается. Этот процесс называется *выветриванием*.

Различают выветривание:

- физическое;
- химическое.

Физическое выветривание происходит в результате резких изменений температуры, вызывающих растрескивание частиц топлива и их измельчение. При химическом выветривании происходит медленное окисление горючих элементов топлива кислородом атмосферного воздуха, а также кислородом и углекислым газом, содержащимися в атмосферных осадках. Химическое выветривание вызывает изменение состава топлива и понижает его теплотворную способность (например, при хранении угля в штабелях в течение 6 месяцев его теплота сгорания снижается на 2—5 %). При этом наиболее подвержено окислению топливо с пористой структурой (например, торф, бурые и молодые каменные угли).

Теплота, выделяемая при медленном окислении, обычно рассеивается в окружающую среду, не вызывая заметного повышения температуры топлива. Однако при определенных условиях, например, в случае местного ухудшения теплоотвода, теплота накапливается в слое топли-

ва, и его температура повышается. С ростом температуры увеличивается и скорость окисления, процесс самоускоряется и может вызвать самовоспламенение топлива.

Для каждого топлива (кроме антрацита, который сам не возгорается) существует так называемая критическая температура, по достижении которой происходит его самовоспламенение. Определяется эта температура экспериментально. Для бурых и каменных углей она составляет 60—70 °С. Меры по предупреждению самовозгорания:

- уплотнение наружной поверхности штабеля катками (для предотвращения попадания воздуха внутрь штабеля);
- побелка поверхности штабеля известковым раствором
- (в целях уменьшения нагревания штабеля от солнечного излучения);
- строгое соблюдение технических условий хранения (высота и ширина штабеля, расстояние между штабелями, срок хранения).

5.5.4. Подготовка топлива к сжиганию

На современных ТЭС для сжигания твердого топлива, как правило, применяется факельный способ, при этом топливо предварительно измельчается до пылевидного состояния. Для превращения крупных кусков угля в пригодную для сжигания угольную пыль топливо сначала проходит процесс подготовки в системе пылеприготовления (СПП). Процесс подготовки топлива заключается в его предварительном дроблении, подсушке и размоле до пылевидного состояния с размером частиц в несколько десятков или сотен микрометров.

При сжигании в кипящем слое, а также в циклонных и низкотемпературных вихревых топках процесс подготовки топлива ограничивается первыми двумя стадиями, т. е. применяется *дробленка* — частицы топлива размером в несколько миллиметров.

Поставляемое на ТЭС твердое топливо имеет определенную крупность кусков, оговариваемую условиями поставки и зависящую от условий добычи и подготовки к поставке (сортировка, обогащение и т.д.).

Подготовку топлива на ТЭС к пылевидному сжиганию производится, как правило, в два этапа:

- 1) предварительное дробление в стационарных дробилках до размеров кусков 15—25 мм;
- 2) последующее измельчение в мельницах до пылевидного состояния.

При слоевом сжигании в котлах производительностью до 25 т/ч подготовка топлива заканчивается на стадии дробления.

5.6. Жидкое топливо

Одним из важных источников углеводородов является нефть — маслянистая жидкость темно-коричневого или черного цвета с плотностью 730—1040 кг/м³. Нефть представляет собой сложную смесь преимущественно жидких органических веществ.

По составу нефть бывает *парафиновая* (состоит из предельных углеводородов с прямой или разветвленной цепью), *нафтенная* (содержит предельные циклические углеводороды) и *ароматическая* (включает ароматические углеводороды — бензол и его гомологи). Однако чаще встречается нефть смешанного типа. Кроме углеводородов, в состав нефти входят примеси органических кислородсодержащих и сернистых соединений, а также вода и растворенные в ней минеральные соли. Содержатся в нефти и механические примеси — песок и глина.

Нефть используют для получения высококачественных видов моторного топлива, а продукты ее химической переработки являются ценным сырьем для получения многочисленных соединений, включая смазочные масла, ароматические вещества и другие синтетические материалы.

5.6.1. Переработка нефти

Наиболее простым способом переработки нефти является **температурная перегонка** — разделение ее на фракции по температурам выкипания углеводородов, входящих в состав нефти (рис. 22).

Процесс разделения нефти на фракции основан на том, что с увеличением молекулярной массы углеводородов повышается температура их кипения. При нагревании до 200 °С отгоняются наиболее легкие бензиновые фракции, при 250—300 °С — керосиновые и т. д. В результате перегонки нефти на фракции получают 55—75 % моторных топлив (бензина, керосина, газойля и др.) и 25—45 % тяжелого нефтяного остатка (мазута). При таком способе переработки нефти молекулярная структура углеводородов не разрушается.

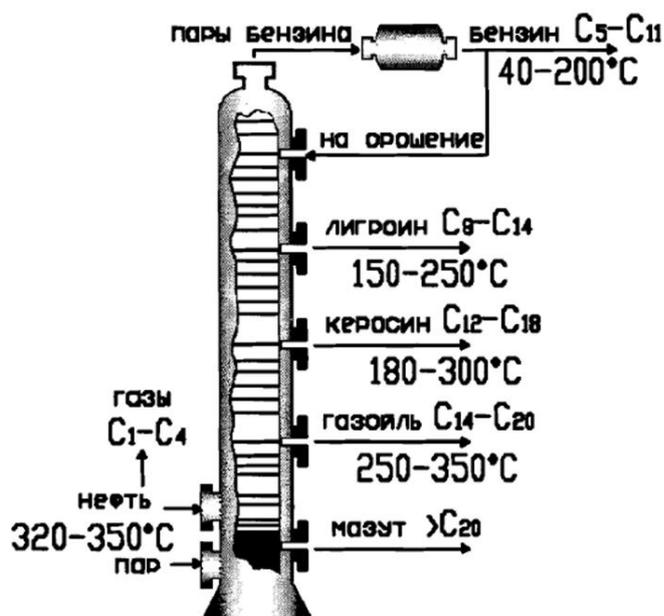


Рис. 22. Температурная перегонка нефти

Бензин — горючая смесь легких углеводородов с температурой кипения от 40 до 200 °С. Плотность около 750 кг/м³. Температура замерзания ниже минус 60 °С. Теплотворная способность примерно 10500 ккал/кг (46 МДж/кг, или 34,5 МДж/л).

Лигроин — прозрачная желтоватая жидкость, не растворимая в воде. Пределы кипения 150—250 °С, плотность 785—795 кг/м³ и вязкость 1,2 мм²/с (при 20 °С). Лигроин вырабатывался, главным образом, как моторное топливо для тракторов. В связи с переводом тракторного парка на дизельные двигатели лигроин как моторное топливо утратил свое значение и применяется, в основном, в приборостроении в качестве наполнителя жидкостных приборов и как растворитель в лакокрасочной промышленности. Является более тяжелым, чем бензин, и более легким, чем керосин.

Керосин — смесь углеводородов (от C₁₂ до C₁₅), выкипающая в интервале температур 180—300 °С, прозрачная, слегка маслянистая на ощупь, горючая жидкость. Плотность 780—850 кг/м³ (при 20 °С), вязкость 1,2—4,5 мм²/с (при 20 °С), температура вспышки 28—72 °С, теплота сгорания около 43 МДж/кг. Применяется в качестве растворителя (технический и осветлительный керосин) и авиационного топлива (авиакеросин).

Газойль — смесь углеводородов различного строения (от C₁₄ до C₂₀) и примесей (серо-, азот- и кислородсодержащих) с пределами выкипания 250—500 °С. Легкий газойль (пределы выкипания 250—350 °С) — основной компонент дизельного топлива, тяжелый газойль (350—500 °С) — маловязкий компонент топочного мазута.

Мазут — жидкий продукт темно-коричневого цвета, остаток после выделения из нефти бензиновых, керосиновых и газойлевых фракций, выкипающих до 350—360 °С.

В связи с интенсивным развитием всех видов транспорта и постоянно увеличивающейся потребностью в легких моторных топливах широкое применение получил способ глубокой переработки нефтепродуктов. Этот процесс глубокой переработки, основанный на расщеплении молекул тяжелых углеводородов на более легкие, называется *крекингом*.

Крекинг протекает при высокой температуре 450—600 °С и резком снижении давления ($P = 45$ МПа). Чтобы ускорить крекинг, увеличить выход легких моторных топлив и провести его при более низкой температуре, применяют специальные катализаторы (каталитический крекинг).

5.6.2. Свойства мазута

Основным видом жидкого энергетического топлива является мазут. Он представляет собой тяжелый остаточный продукт переработки нефти и состоит из наиболее тяжелых углеводородов (>C₂₀). В состав мазута входят также асфальтосмолистые вещества, сернистые соединения, минеральные примеси и влага, перешедшая в мазут из нефти. Мазут получают на нефтеперерабатывающих заводах одновременно с производ-

ством других продуктов (моторных топлив, смазочных масел и др.). В зависимости от условий переработки нефти (температурная разгонка или крекинг), получают либо прямогонный мазут, либо крекинг-мазут, который может содержать более сложные и тяжелые жидкие углеводороды — например, гудрон и полугудрон.

Минеральные примеси мазута представляют собой соли щелочных металлов, которые при сжигании мазута частично переходят в оксиды, обуславливая образование золы, а также продукты коррозии резервуаров. Зольность топочных мазутов обычно не превышает 0,1 %.

Согласно стандартам, в мазуте, поставляемом потребителям, содержание воды не должно превышать 1,5 %. Однако при разогреве мазута паром перед сливом из цистерн происходит значительное повышение влагосодержания мазута — до 5 % и более. При сжигании обводненного мазута возрастают аэродинамическое сопротивление и расход энергии на собственные нужды электростанции, при этом уменьшаются адиабатическая температура (теоретическая температура горения) и теплоотдача в топке, вследствие чего снижается КПД котла. Кроме того, влага усложняет эксплуатацию мазутного хозяйства и может привести к расстройству режима горения мазута из-за возможного образования водяных пробок, прерывающих равномерную подачу топлива к форсункам.

Основными характеристиками мазута, оказывающими существенное влияние на его использование, являются:

- вязкость;
- плотность;
- температура вспышки;
- температура воспламенения;
- температура самовоспламенения;
- температура застывания.

Одной из важнейших характеристик мазута является его вязкость, в связи с чем она положена в основу маркировки мазута.

Для сравнительной оценки высоковязких продуктов, каким является мазут, обычно пользуются условной вязкостью, которая представляет собой отношение времени истечения 200 мл мазута при заданной температуре ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при 20 °С. Она выражается в градусах условной вязкости (°ВУ).

От вязкости мазута зависят затраты энергии на его транспортировку по трубопроводам, время слива из емкости, скорость и полнота оттаивания от воды и механических примесей, эффективность распыления.

Вязкость мазута зависит от температуры, давления и предварительной термообработки.

При увеличении температуры вязкость мазута уменьшается, поэтому для облегчения транспортировки и повышения качества распыления производят его подогрев (до температуры на 20 °С ниже температуры вспышки). При этом для обеспечения необходимой вязкости температу-

ры подогрева высоковязких и маловязких сернистых мазутов различаются несущественно. Например, для мазутов М40 и М100 в случае, если необходимо получить одинаковую вязкость перед механической форсункой (3,5 °ВУ), разница в подогреве должна составлять всего 20 °С (104 и 124 °С).

С ростом давления вязкость мазута повышается, при этом, чем сложнее молекулярное строение компонентов мазута, тем большее влияние оказывает давление на вязкость.

Предварительная термообработка мазута меняет его вязкостные свойства. Связано это с присутствием в мазуте углеводородов, образующих при относительно низких температурах более или менее жесткие структуры.

В качестве жидкого котельного топлива чаще всего применяется мазут марок М40 и М100.

Марка топлива определяется предельной величиной вязкости при 80 °С, составляющей:

- для мазута М40 — 8,0 °ВУ
- для мазута М100 — 16,0 °ВУ.

Для передвижных котельных установок применяется так называемый *мазут флотский* марок Ф5 и Ф12.

Флотские мазуты относятся к категории легких топлив, топочный мазут марки М40 — к категории средних топлив, топочный мазут марки М100 — к категории тяжелых топлив.

Плотность отражает товарное качество нефтепродукта. Показателем плотности пользуются в расчетах для определения вместимости резервуаров мазута, расхода энергии на его перекачку и т. д. Для практических целей часто пользуются относительной плотностью, которая представляет собой безразмерную величину, численно равную отношению плотности мазута при заданной температуре к плотности дистиллированной воды при 4 °С. Например, при температуре 20 °С относительная плотность мазута ρ_4^{20} находится в диапазоне от 0,95 до 1,06.

Плотность мазута в сочетании с вязкостью в значительной степени определяет скорость отстаивания его от воды и осаждения механических примесей. При плотности мазута, меньшей плотности воды, отстаивание практически не происходит, так как мазут в резервуаре находится ниже воды.

Для перекачки мазута, заполнения и слива его из емкостей температура мазута должна быть не ниже 60—70 °С, что соответствует вязкости ~30°ВУ.

Температурой вспышки называют температуру, при которой пары топлива, нагреваемого в стандартных условиях, образуют с окружающим воздухом горючую смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Горение при этом моментально прекращается, т. е. $\tau_{гор} \rightarrow 0$.

Если продолжать нагревание жидкости, то при достижении определенной температуры продукт, вспыхнувший от внешнего источника пламени, горит в течение нескольких секунд (не менее 5 с). Эту температуру называют *температурой воспламенения*, или *верхним пределом температуры вспышки жидкого топлива*.

Температуры вспышки и воспламенения связаны с температурой кипения соответствующих фракций топлива. Чем легче фракция, тем ниже температура вспышки и воспламенения. Ниже приведены температуры вспышки некоторых жидких топлив, °С:

- бензиновые фракции до минус 40;
- сырая нефть 20—40;
- парафинистые мазуты 50—70;
- мазут М 40—90;
- мазут М 100—110;
- прямогонные мазуты, не содержащие парафинов 140—230.

Температура воспламенения нефтепродуктов обычно на 50—70 °С выше температуры вспышки.

Температурой самовоспламенения называется температура, при которой жидкое топливо воспламеняется без внешнего источника пламени. Для мазутов она находится в пределах 500—600 °С.

Для транспортировки мазута по трубопроводу и слива его из железнодорожных цистерн большое значение имеет температура, при которой он теряет подвижность, т. е. застывает (температура застывания). При определении температуры застывания мазут предварительно подогревают, а затем охлаждают в пробирке до предполагаемой температуры застывания. Температура, при которой уровень мазута в пробирке, наклоненной к горизонту под углом 45°, остается неподвижным в течение 1 мин, принимается за температуру застывания.

Прямогонные мазуты, и особенно крекинг-мазуты, обладают высокой температурой застывания (до 42 °С), причем она уменьшается при понижении плотности и вязкости. Температура застывания мазута М40 равна 10 °С, а мазута М100 — +25 °С.

По содержанию серы мазуты разделяются на четыре группы:

- низкосернистые (массовое содержание серы $S^r < 0,5 \%$);
- малосернистые ($0,5 \% < S^r < 1,0 \%$);
- сернистые ($1 \% < S^r < 2,0 \%$);
- высокосернистые ($2 \% < S^r < 3,5 \%$).

Теплота сгорания мазута $Q_i^d = 39,8 \div 41,3$ МДж/кг.

Технологический тракт подготовки мазута на электростанции включает приемно-сливное устройство, основные резервуары для хранения постоянного запаса мазута, мазутонасосную систему, систему трубопроводов для мазута и пара, группу подогревателей мазута и фильтров.

Мазут перед сжиганием необходимо подготовить: удалить механические примеси, повысить давление мазута и подогреть (для снижения

потерь давления при транспортировке по трубопроводам и обеспечения тонкого распыливания). Температура в баках поддерживается на уровне 60—80 °С за счет циркуляционного подогрева.

Типовой является двухступенчатая схема подачи топлива, предусматривающая двухступенчатое повышение давления.

Очистка мазута от твердых фракций происходит вначале в фильтрах грубой очистки с размером ячеек (1,5 × 1,5) мм, а затем в фильтрах тонкой очистки с ячейками 0,3—0,5 мм, установленных перед насосами второй ступени.

5.7. Газообразное топливо

Основным видом газообразного топлива является природный газ газовых и газоконденсатных месторождений. В качестве местного топлива применяются также различные виды искусственных горючих газов — коксовый, доменный, пиролиза нефтепродуктов и др.

Газообразное топливо представляет собой смесь различных горючих и негорючих газов. Основными горючими составляющими большинства газообразных топлив являются предельные углеводороды: метан CH_4 , содержание которого в большинстве природных газов составляет 90—98 % по объему, этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , а также водород H_2 , оксид углерода CO и сероводород H_2S (в редких случаях и в очень малых количествах). Преобладающее содержание метана в природных газах обуславливает близость их физических свойств и теплотехнических характеристик.

Теплота сгорания большинства природных газов находится в сравнительно узком диапазоне $Q_i^d = 35,5 \div 37,7 \text{ МДж/м}^3$. Негорючий балласт природного газа, как правило, состоит из двуоксида углерода CO_2 и азота, а в некоторых случаях — незначительного количества гелия и других газов. Плотность природных газов близка к плотности основного компонента метана и изменяется обычно в узких пределах $\rho_{\text{г}} = 0,7 \div 0,8 \text{ кг/м}^3$. Перед подачей потребителям природный газ подвергают осушке от паров воды до влагосодержания 0,05—0,5 г/м³. Если газ содержит сернистые соединения, то их удаляют в процессе его очистки.

Эксплуатационные свойства газообразного топлива определяются его токсичностью, взрывоопасностью и плотностью.

Большинство горючих газов и пары жидких топлив содержат токсичные компоненты, среди которых наиболее опасны оксид углерода CO и сероводород H_2S . В искусственных газах, кроме этого, могут содержаться в небольших количествах аммиак NH_3 , сульфид углерода CSi чрезвычайно токсичный цианистый водород HCN .

Природные и искусственные горючие газы невидимы и почти не имеют запаха (при отсутствии сероводорода), поэтому они очень опасны в случае проникновения их в помещение через неплотности в газопро-

водах и арматуре. Чтобы своевременно обнаружить присутствие газа в помещениях, к нему добавляют сильно пахучее вещество — одорант. В качестве одоранта обычно применяют сернистые соединения — меркаптаны, чаще всего метилмеркаптан CH_3SH или этилмеркаптан $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$, которым присущ характерный резкий неприятный запах.

Горючие газы в смеси с воздухом взрывоопасны. Нижним и верхним пределом воспламенения (взрываемости) газа называют, соответственно, наименьшее (от 3 до 6 %) и наибольшее (от 12 до 16 %) содержание его в смеси с воздухом, при котором возможен взрыв. Если концентрация горючего вещества находится в диапазоне между нижним и верхним концентрационными пределами, то смесь газа с воздухом способна взрываться от внешнего источника зажигания. Обогащение воздуха кислородом расширяет концентрационные пределы воспламенения [28].

Контрольные вопросы

1. Назовите основные горючие элементы топлива.
2. Какой теплотехнический параметр определяется по изменению массы топлива в результате сушки при температуре $102 \div 105$ °С и выражается в %?
3. Какой теплотехнический показатель определяется экспериментально по уменьшению массы при выдерживании пробы в муфельной печи без доступа воздуха при температуре $830—870$ °С?
4. Как изменяется степень углефикации при переходе от бурого угля к антрацитам?
5. Что такое фюзенизированные компоненты?
6. В чем причина физического выветривания топлива?
7. Назовите основной способ сжигания твердого топлива на ТЭС.
8. Назовите основной компонент ароматической нефти.
9. Что такое асфальтосмолистые вещества? В какой вид топлива они входят?
10. Какой показатель мазута является основой для его маркировки?
11. Какие свойства газообразного топлива учитываются при его эксплуатации?

6. НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. УРАНОВАЯ РУДА

6.1. Классификация промышленных урановых руд

Урановые руды — природные минеральные образования, содержащие уран и его соединения в концентрациях, при которых их промышленное использование технически возможно и экономически целесообразно.

Главные рудные минералы:

- оксиды — уранинит, урановая смолка, урановая чернь;
- силикаты — коффинит;
- титанаты — браннерит;
- уранилсиликаты — уранофан, бетауранотил;
- уранил-ванадаты — карнотит, тюямунит;
- уранилфосфаты — отенит, торбернит.

Кроме того, уран в рудах нередко входит в состав минералов, содержащих P, Zr, Ti, Th и TR (фторапатит, лейкоксен, монацит, циркон, ортит, торрианит, давидит и др.), или находится в сорбированном состоянии в углистом веществе.

В природе известно 14 геологических типов урановых руд и около 200 минералов урана. Промышленное значение имеют только двенадцать минералов. В порядке уменьшения практического значения: эндогенные минералы — настуран, уранинит, браннерит, ненадкевит; экзогенные минералы — урановые черни, настуран, коффинит, карнотит, тюямунит, гидронастуран, уранофан, бета-уранотил, казолит, соддиит, отенит, торбернит, метаторбернит, ураноспинит, цейнерит.

Среднее содержание урана в земной коре $2,5 \cdot 10^{-4}$ % по массе. В ходе геологической истории содержание урана в земле постепенно уменьшается (за счет естественного радиоактивного распада). Наибольшими разведанными запасами урана обладают: Австралия (примерно 466 тыс. т, более 20 % мировых запасов), Казахстан (18 %), Канада (12 %), Узбекистан (7,5 %), Бразилия (7 %), Нигер (7 %), ЮАР (6,5 %), США (5 %), Намибия (3 %), Украина (3 %), Индия (2 %). В России промышленные запасы урана сосредоточены в основном в пределах Стрельцовской кальдеры в Восточном Забайкалье и в Бурятии [29].

По характеру урановой минерализации различают:

– эндогенные(первичные) — отложившиеся при повышенных температурах и давлениях из пегматитовых расплавов и водных (предположительно постмагматических) растворов, характерны для складчатых областей и активизированных платформ. Перед гидрометаллургической переработкой требуют обжига, сплавления;

– экзогенные (вторичные) — сформировавшиеся в близкоповерхностных условиях и на поверхности Земли в процессе осадконакопления (сингенетические руды) или в результате циркуляции грунтовых вод

(эпигенетические руды), связаны преимущественно с молодыми платформами. Перед гидрометаллургической переработкой требуют обжига, сплавления;

– метаморфогенные — возникшие путем перераспределения первично рассеянного урана в процессе метаморфизма осадочных толщ, характерны для древних платформ.

Урановые руды делятся на природные и технологические сорта.

По составу различают:

– первичные урановые руды — не менее 75 % U^{4+} от общего количества;

– окисленные урановые руды, содержащие главным образом U^{6+} ;

– смешанные урановые руды, в которых U^{4+} и U^{6+} находятся примерно в равных соотношениях.

Степень окисления урановых минералов сказывается на технологии их переработки и поведении в гидрометаллургическом переделе.

По «контрастности», определяемой степенью неравномерности содержания U в кусковой фракции отбитой горной массы, выделяют:

– весьма контрастные (монотонно убывающее по экспоненте распределение);

– контрастные (распределение по нормальному закону);

– слабо контрастные (равномерно убывающее распределение);

– неконтрастные руды (равномерное распределение).

Контрастность руд определяет возможность и целесообразность их радиометрического обогащения.

По размерам агрегатов и зерен урановых минералов выделяются:

– крупнозернистые урановые руды (свыше 25 мм в поперечнике);

– среднезернистые (3—25 мм);

– мелкозернистые (0,1—3 мм);

– тонкозернистые (0,015—0,1 мм);

– дисперсные (менее 0,015 мм).

Размеры агрегатов и зерен урановых минералов определяют возможность механического обогащения руд.

По содержанию полезных примесей выделяют:

– урановые;

– уран-молибденовые;

– уран-ванадиевые;

– уран-никель-кобальт-висмут-серебряные и другие руды.

По химическому составу нерудной составляющей среди урановых руд различают:

– силикатные (в основном из силикатных минералов);

– карбонатные (более 10—15 % карбонатных минералов);

– железоокисные, представляющие собой железоурановые руды;

– сульфидные, содержащие более 8—10 % сульфидных минералов;

– каустобиолитовые, состоящие в основном из органического вещества.

Химический состав руд часто имеет решающее значение при выборе способа их переработки. Так, например, из силикатных руд уран выщелачивается кислотами, из карбонатных — содовыми растворами; железисто-окисные руды подвергаются доменной плавке, при которой уран концентрируется в шлаках; каустобиолитовые урановые руды иногда обогащаются путем их сжигания и т.д. По содержанию урана выделяются пять сортов руд: очень богатые руды (свыше 1 % урана); богатые (1—0,5 %); средние (0,5—0,25 %); рядовые (0,25—0,1 %); бедные (менее 0,1 %). В качестве побочного продукта уран извлекается из руд, содержащих 0,01—0,015 % урана (например, из золотиносных конгломератов Витватерсранда, ЮАР) и даже 0,006—0,008 % (фосфориты Флориды, США).

По характеру урановой минерализации руды урановых месторождений подразделяются:

- на настурановые;
- уранинитовые;
- коффинит-настуран-черниевые;
- браннеритовые;
- настуран-браннеритовые (настуран-коффинит-браннеритовые);
- руды со сложными урансодержащими, торийсодержащими и редкоземельными минералами (монацит, лопарит, торий, эвдиалит, сфен, пирохлор, гаттчетолит);
- настуран-апатитовые;
- уранослюдковые.

По содержанию урана выделяют промышленные сорта руд:

- богатые — более 1 %;
- рядовые — 0,1—1 %;
- бедные — 0,03—0,1 %;
- убогие — менее 0,03 %.

По химическому составу выделяют технологические сорта руд, для которых характерна своя технология переработки и извлечения урана:

- силикатные и алюмосиликатные;
- карбонатные;
- углеродистые (каустобиолиты);
- сульфидные;
- фосфатные;
- железоксидные.

Их можно разделить на три группы:

1. Группа оксидов урана, к которой относятся два основных типа минералов — уранинит и урановая смоляная руда, различающиеся между собой по кристаллическому строению и химическому составу. Уранинит является диоксидом урана, но содержит также некоторое количество триоксида урана, образовавшегося в результате окисления. Урани-

нит изоморфен диоксиду церия и диоксиду тория, встречается только в пегматитах. В состав уранинита входят продукты радиоактивного распада урана и значительное количество тория и редкоземельных элементов, что связано с близостью их ионных радиусов. Урановая смоляная руда отличается от уранинита тем, что не имеет кристаллического строения и практически не содержит тория, а количество редкоземельных элементов составляет менее 1 %. Содержание кислорода переменное, но близко к формуле U_3O_8 . Урановая смоляная руда в противоположность ураниниту образует большие скопления в гидротермальных отложениях, в ассоциации с сульфидными минералами и арсенидами железа, меди, свинца, кобальта и никеля.

2. Группа тантало-ниобиевых редких земель, например, иттроколумбит (Fe, Mn) $(UO_2)_2Y_4[(Nb, Ta)_2O_7]_5$, в котором уран находится в виде катиона уранила. В состав этой группы входят минералы с различным соотношением редкоземельных элементов, урана, тантала, ниобия и титана.

3. Группа фосфатов и ванадатов, в которых ион уранила сочетается с анионами PO_4^{3-} и VO_4^{3-} $Ca(UO_2)_2(PO_4)_2 \cdot 8H_2O$ и целый ряд минералов такого же состава, но в которых кальций замещен другими металлами, например, карнотит или урановая слюда — $K_2U_2[VO_4]_2O_4 \cdot 3H_2O$.

Содержание в руде помимо урана других полезных компонентов оказывает существенное влияние на ценность урановых руд.

Комплексные урановые руды подразделяются на две группы, которые характеризуются различными технологическими схемами переработки:

1) руды, в которых уран и другие полезные компоненты входят в состав одного и того же минерала;

2) руды, в которых уран и другие полезные компоненты представлены разными минеральными формами [30].

Контрольные вопросы

1. Приведите классификацию урановой руды по характеру минерализации.
2. Что такое фертильный материал?
3. Охарактеризуйте урановый топливный цикл.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергетика – стремительно развивающаяся отрасль хозяйственно-экономической деятельности человека, основа полноценной жизни человечества в современном понимании. В силу известных причин топливно-энергетический баланс планеты постепенно меняется, сокращается потребление нефти, газа и угля, расширяется спектр экологически безопасных источников и технологий.

Учебное пособие позволит разобраться в специфике отрасли, технологических основах, понять причины возникновения экологических проблем и их последствия, поможет увидеть достоинства и недостатки альтернативных источников энергии, оценить возможность их применения на конкретной территории.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / Институт энергетических исследований РАН. — Москва, 2014. — 173 с. — URL: https://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf. (дата обращения: 09.02.2017).
2. Ушаков, В. Я. Основные проблемы энергетики / В. Ушаков // Известия Томского политехнического университета. — 2011. — Т. 319. — № 4. — С. 5—13.
3. История энергетики // Моя энергия : [сайт]. — URL: <http://www.myenergy.ru/popular/history/> (дата обращения 28.01.14).
4. Схема и программа развития электроэнергетики РК на 2016—2021 гг. // Министерство промышленности, природных ресурсов, энергетики и транспорта РК. — URL: <http://minprom.rkomi.ru/content/> (дата обращения: 12.02.2017).
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Министерство энергетики : [сайт]. — URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 04.12.2016).
6. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации : от 23.11.2009 № 261—ФЗ : ред. от 26.07.2019 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 29.04.2017).
7. Отрасль // Министерство энергетики : [сайт]. — URL : <http://minenergo.gov.ru/activity/energoeffektivnost/branch/> (дата обращения: 12.04.2014). Сайт не открывается
8. Нормативные акты в области энергосбережения // Федеральное государственное бюджетное учреждение Российское Энергетическое Агентство министерства энергетики РФ : [сайт]. — URL : http://rosenergo.gov.ru/regulations_and_methodologies/normativnie_akti_v_oblasti_energ_osberezheniya (дата обращения: 12.02.2017).
9. О саморегулируемых организациях : федер. закон от 01.12.2007 N 315—ФЗ : ред. от 03.08.2018 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 13.04.2014).
1. ГОС Т Р 51379—99. Энергосбережение. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно—энергетических ресурсов. Основные положения. Типовые формы : дата введения 2000—09—01 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 29.04.2017).
2. Об отрасли // Министерство энергетики : [сайт]. — URL : <http://minenergo.gov.ru/node/910> (дата обращения: 04.12.16).
3. Переработка нефти и газового конденсата // Министерство энергетики : [сайт]. — URL : <http://minenergo.gov.ru/node/1212> (дата обращения: 25.01.17).
4. Экспорт нефтяного сырья // Министерство энергетики : [сайт]. — URL : <http://minenergo.gov.ru/node/1210> (дата обращения: 25.01.17).
5. Об отрасли // Министерство энергетики. — Точка доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1156>. — (Дата обращения: 04.12.16).
6. Добыча природного и попутного нефтяного газа // Министерство энергетики : [сайт]. — URL : <http://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения: 25.01.17).
7. Статистика // Министерство энергетики : [сайт]. — URL : <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения: 25.01.17).
8. Программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года : распоряжение правительства Рос. Федерации от 21.06.2014 № 1099—р : ред. от 05.04.2019 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 25.01.17).
9. Основные показатели // Министерство энергетики : [сайт]. — URL : <http://minenergo.gov.ru/node/1161> (дата обращения: 26.01.17).

10. Общие сведения // РусГидро : [сайт]. — URL : <http://www.sshges.rushydro.ru/hpp/general/> (дата обращения: 26.01.2017).
11. Информация о компании // Красноярская ГЭС. : [сайт]. — URL : <http://www.kges.ru/> (дата обращения: 26.01.17).
12. О концерне // Росэнергоатом : [сайт]. — URL: <http://www.rosenergoatom.ru/about/> (дата обращения: 26.01.2017).
13. Общие сведения: Верхне—Мутновская ГеоЭС // РусГидро : [сайт]. — URL: <http://www.vmgeopp.rushydro.ru/geopp/general/> (дата обращения: 26.01.2017).
14. Электростанция // РусГидро : [сайт]. — URL: <http://www.pauzhet.rushydro.ru/geopp/> (дата обращения: 26.01.2017).
15. О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети : постановление Правительства Рос. Федерации от 26.01.2006 № 41 : ред. от 17.03.2016 г. // СПС «Консультант-Плюс» (дата обращения: 26.01.2017).
16. Лисиенко, В. Г. Хрестоматия энергосбережения: справочное издание : в 2—х кн. Кн. 1 / В. Г. Лисиенко, Я. М. Щелоков, М. Г. Лалыгичев. — Москва : Тепло-техник, 2005. — 688 с.
17. Частухин, В. И. Топливо и теория горения / В. И. Частухин, В. В. Частухин. — Киев, 1989. — 223 с.
18. Белоусов, В. Н. Топливо и теория горения : учеб. пособие / В. Н. Белоусов, С. Н. Смородин, О. С. Смирнова. — Санкт-Петербург : СПбГТУРП, 2011. — 84 с.
19. ГОСТ 25543—2013. Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам : дата введения 2015—01—01 // СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 14.10.2017).
20. Уран — главный минерал энергетики // PRoATOM : [сайт]. — URL : <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=30> (дата обращения: 03.04.2017).
21. Прибытков, П. В. Основные принципы классификации промышленных урановых руд / П. В. Прибытков // Атомная энергия. — 1960. — Т. 9. — Вып. 3. — С. 201—207.

Учебное издание

ПОЛИНА Ирина Николаевна, кандидат химических наук;
МИРОНОВ Михаил Валериевич, кандидат химических наук

**ЭНЕРГЕТИКА: ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ,
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Учебное пособие

Подписано в печать 10.03.20. Формат 60 × 90 1/16. Уч.-изд. л. 6,1.
Усл. печ. л. 6,7. Тираж 28. Заказ № 202.

Сыктывкарский лесной институт (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования «Санкт-Петербургский государственный
лесотехнический университет имени С.М. Кирова» (СЛИ)
167982, г. Сыктывкар, ул. Ленина, 39.
www.sli.komi.com. E-mail: institut@sfi.komi.com.

Издано и отпечатано в СЛИ.