С. М. Лисичкин

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА



С. М. Лисичкин

553.042

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА

Под редакцией проф.,
д-ра геол.-минер. наук
И. В. ВЫСОЦКОГО

2295



МОСКВА «НЕДРА» 1977



УДК 620.4(622 + 655.521.1)

Лисичкин С. М. Энергетические ресурсы мира. М., «Недра», 1977. 328 с.

В книге рассмотрены энергетические ресурсы мира, континентов и отдельных стран. Оценка запасов их дается по всем основным источникам энергии. Показана динамика структуры топливно-энергетических ресурсов мира, каждого континента и отдельных стран. Рассмотрены причины и последствия энергетического кризиса в капиталистическом мире.

Книга рассчитана на широкий круг работников топливно-энергетических отраслей промышленности, а также на научных сотрудников институтов и студентов соответствующих высших учебных заведений.

Табл. 1, ил. 12.

Л $\frac{20804-555}{043(01)-77}$ 177—77

© Издательство «Недра», 1977

ИБ № 1015

Степан Максимович Лисичкин

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА

Редактор издательства Т. А. Дементьева,
А. Г. Ионель, И. Л. Летова.
Н. А. Тарусова, Н. В. Чистякова
Переплет художника А. Е. Генкель
Художественный редактор В. В. Шутько
Технические редакторы Л. Я. Голова,
В. В. Соколова
Корректор Э. Г. Агеева

Сдано в набор 11/VII 1977 г.
Подписано в печать 27/X 1977 г.
Т-15580. Формат 70 × 90¹/₁₆. Бумага № 1.
Печ. л. 20,5. Усл. л. 23,9. Уч.-изд. л. 25,28.
Тираж 3700 экз. Заказ 368/6177-7.
Цена 3 р. 60 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19
Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
196006, Ленинград, Московский проспект, д. 91

ОТ РЕДАКТОРА

Вторая половина XX в. характеризуется весьма интенсивным потреблением природных энергетических ресурсов, особенно нефти, газа и угля. Роли нефти и газа в энергетическом балансе мира и особенностям развития нефтегазовой промышленности мира была посвящена монография С. М. Лисичкина «Энергетические ресурсы и нефтегазовая промышленность мира», вышедшая в 1974 г. и привлекшая внимание широкого круга различных специалистов. За эту работу автору была присуждена премия им. акад. И. М. Губкина.

В предлагаемой вниманию читателей новой монографии С. М. Лисичкина «Энергетические ресурсы мира» рассматриваются энергетические ресурсы мира на более широкой основе. Автор всесторонне анализирует современное состояние энергетических ресурсов мира, оценивает экономическую эффективность различных источников энергии, их распределение между материками и государствами, динамику потребления и перспективы развития различных видов энергии. Анализ сопровождается оценкой причин и последствий современного энергетического кризиса, охватившего страны капиталистического мира, и мер, принимаемых этими странами для выхода из него. Показывается преимущество социалистического способа ведения хозяйства перед капиталистическим в освоении и правильном использовании энергетических ресурсов.

В книге рассматривается также энергетика будущего. Автор дает прогноз использования новых источников энергии (солнечной, атомной на базе реакторов-размножителей на быстрых нейтронах, энергии термоядерного синтеза и др.). Показываются технические, технологические и экономические трудности промышленного освоения новых видов энергии.

Вся работа насыщена большим фактическим материалом различного содержания.

Монография профессора С. М. Лисичкина является ценным вкладом в решение весьма важной проблемы человечества — энергетики будущего.

И. ВЫСОЦКИЙ

ПРЕДИСЛОВИЕ

В предлагаемой читателю монографии рассматриваются запасы и значение различных минеральных источников энергии — нефти, газа, угля, сланцев, битуминозных пород, урана и др., геотермальной и гидроэнергии, дается также представление о современном состоянии и дальнейших путях развития атомной и термоядерной энергии.

В книге приведены данные, характеризующие дальнейшее развитие энергетического хозяйства мира, отдельных стран и континентов. Автор счел целесообразным дать анализ энергетических ресурсов тех стран мира, которые являются крупными потребителями или производителями их.

При написании книги были использованы данные зарубежной и отечественной литературы по рассматриваемой проблеме, монографии, журналы, а также официальные статистические справочники различных стран и ООН. Перечень этих литературных источников велик и поэтому ссылки на них даны лишь при рассмотрении наиболее важных вопросов в сносках. Автор далек от мысли, что настоящая книга дает исчерпывающий анализ энергетических ресурсов мира — для выполнения такой работы потребовалась бы многотомная монография.

Автор выражает благодарность за консультацию по отдельным вопросам советским ученым — академикам А. П. Александрову, А. Г. Аганбегяну, Л. А. Мелентьеву, А. А. Трофимуку, профессорам И. В.Высоцкому, А. А. Бакирову, В. Н. Щелкачеву, И. Н. Нигматулину, доктору физико-математических наук Н. С. Бабаеву, а также члену Королевского общества Великобритании Э. Буропу. За ценные рекомендации по рукописи настоящей книги автор признателен также кандидату экономических наук С. В. Рачкову.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА

В экономике каждого государства энергетические ресурсы занимают важное место среди других сырьевых ресурсов. Масштабы их потребления в значительной степени определяют уровень развития производительных сил страны. Насколько важна роль энергетических ресурсов в жизни человеческого общества, можно судить по следующему показателю: в настоящее время в мире используется большая гамма полезных ископаемых, более 70% их добычи приходится на добычу энергетических ресурсов.

В наше время быстрого технического прогресса темпы потребления энергии увеличиваются с каждым годом, поэтому величина запасов первичных источников энергии имеет огромное значение.

Какими же запасами всех основных источников энергии располагает современный мир и как долго эти запасы будут удовлетворять потребности мира в энергии?

Прежде всего, следует отметить, что в настоящее время в мире нет единой, общепризнанной методики оценки достоверных и возможных запасов первичных источников энергии, а потому оценки их разными исследователями неодинаковы. Иногда они колеблются в больших пределах.

По данным С. Симпсона и П. Роса, приведенным ими на 9-й Мировой энергетической конференции, состоявшейся в Детройте (США) в 1974 г., мировые извлекаемые запасы минеральных топлив и гидроэнергии (в млрд. т у. т.) и доля (в %) каждого из них в общих мировых запасах таковы [1]:

	Млрд. т у. т.	%
Уголь	6150	79
Нефть в залежах месторождений	480	6,2
«Нефть» в битуминозных сланцах и песках	750	9,7
Природный газ	380	4,9
Гидроэнергия	3	0,05
Итого	7763	≈ 100

Из этих данных видно, что запасы угля в мире почти в 13 раз больше, чем нефти и в 16 раз больше, чем газа. Запасы урана при его использовании в реакторах-размножителях в 200 раз превышают запасы всех минеральных источников энергии. Отсюда авторы приведенной выше оценки мировых запасов энергетических ресурсов делают вывод: в переходный к более обильным и «чистым» источникам энергии период уголь должен играть ведущую роль в энергетическом балансе мира.

---

[1] S. Simpson, P. Ros. World Energy the nuclear electric economy. The World Energy Conference, Detroit. 1974, p. 12—28, 29. — «Glückauf», 1974, Nr. 14, S. 582—591.

По данным тех же авторов, извлекаемые запасы первичных источников энергии по континентам и регионам мира (без СССР и социалистических стран) распределены следующим образом (в млрд. т у. т.) [1]

	Нефть в залежах	Нефть в битумах, сланцах и песках	Уголь	Всего	%
Северная Америка	120	170	1640	1930	25
Азия и Океания	150	180	570	900	12
Западная Европа	7	60	300	370	5
Центральная и Южная Америка	90	80	10	180	2
Африка	100	170	80	350	5
Япония	—	—	20	20	—
Ближний Восток	240	—	—	240	3

Япония, Южная и Центральная Америка располагают незначительными размерами энергетических ресурсов.

Среди множества различных оценок мировых энергетических ресурсов резко выделяется оценка их директором Института технологии газа (Чикаго) Х. Линдена. Он подверг критическому анализу множество ныне существующих оценок и дал свою оценку по состоянию на 1/I 1972 г. По данным Х. Линдена [2] доказанные запасы ископаемых энергоносителей на эту дату составляют 1,12 трлн. т у. т., вероятные — 7,25 трлн. т у. т. По отдельным видам энергоносителей доказанные и вероятные запасы распределяются соответственно следующим образом: природный газ — 46,8 трлн. и 263 трлн. м^3, нефть, содержащаяся в горючих сланцах и битумных песках — 43 млрд. и 384 млрд. м^3, уголь — 1077 и 7628 млрд. т. Вероятные запасы газового конденсата — 41,2 млрд. м^3. Достоверные запасы U_3O_8 на месторождениях, рентабельных для добычи при цене концентрата до 33 долларов за килограмм, — 1832 тыс. т (или 30 млрд. т у. т. при эксплуатации тепловых реакторов и 2,18 трлн. т у. т. при эксплуатации реакторов-размножителей), а вероятные — 3623 тыс. т (или 60 млрд. и 4,3 трлн. т у. т.). Мировой гидроэнергетический потенциал Х. Линден оценивает в пределах 5—25 млрд. квт·ч в год или 0,6—3,1 млрд. т у. т.

Таким образом, оценка мировых энергетических ресурсов Х. Линденом по верхнему пределу почти совпадает с оценкой С. Симпсона и П. Роса, с той лишь разницей, что Х. Линден дал пределы — «достоверные» и «вероятные» запасы.

По данным советского академика Н. В. Мельникова, все энергетические ресурсы нашей планеты оцениваются в 12,5 трлн. т у. т., из которых современными экономически целесообразными методами можно извлечь лишь 3,5 трлн. т у. т. (из них на долю угля приходится 80%, нефти — 10% и природного газа — 10%).

К этой оценке приближаются и данные академика В. А. Кириллина [3], который общие извлекаемые запасы первичных источников энергии оценивает

---

[1] При рассмотрении в дальнейшем отдельных источников энергии по регионам мира данные могут не совпадать с приведенными здесь оценками, так как они взяты из других зарубежных источников.

[2] H. Linden. Überblick über die weltenergieversorgung. — «Flüssiggas-Dienst», 1974, 20, Nr. 3, S. 18.

[3] В. А. Кириллин. Энергетические проблемы и перспективы. — «Коммунист», 1975, № 1, с. 43—51.

в 3800 млрд. т у. т., в том числе: угля — 2900, нефти — 370 и газа — 500 млрд. т у. т.

По данным немецких исследователей, общие мировые запасы ископаемых энергоисточников оцениваются в 7500 млрд. т у. т., т. е. эта оценка почти совпадает с оценкой 9-й Мировой энергетической конференции в Детройте (1974 г.).

Таким образом, оценки мировых энергетических ресурсов различными исследователями лишний раз подтверждают несостоятельность получившей распространение на Западе теории якобы надвигающейся на человечество угрозы скорого истощения первичных источников энергии — «энергетического голода». Правда, многие авторы этой теории подчеркивают, что скорое истощение первичных источников энергии относится не к углю, а в первую очередь к наиболее дешевым, высококачественным и ныне широко применяемым нефти и газу. Так, Г. Люстинг [1] утверждает, что угля человечеству хватит до 2500 г., нефти — до 2100 г. и природного газа — до 2015 г.

По мнению автора, оценка мировых запасов энергоносителей в 3,5—7,7 трлн. т у. т. наиболее обоснована в отличие от некоторых весьма оптимистических или, наоборот, пессимистических оценок.

Важнейшим показателем технического прогресса является уровень потребления энергии. За всю историю человечества по 1965 г. включительно потребление энергии составило 85 млрд. т у. т., из них около половины — только за 25 лет — 1940—1965 гг.

За последние 100 лет потребление энергии в мире возросло в 20 раз. Среднегодовые мировые темпы прироста потребления энергии неуклонно возрастали[2]. Так, в 1925—1938 гг. они составляли 1,4%, в 1939—1950 гг. — 3,2%, в 1951—1960 гг. — 4,5%, в 1961—1970 гг. — 4%. Ниже приведены данные мирового потребления основных видов энергии с начала текущего столетия (в млн. т у. т.):

1900 г.	1920 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
959	2117	3152	3900	4700	5802	6831	8281

Душевое потребление энергетических ресурсов в США в настоящее время превысило 12 т у. т. в год, в Великобритании составляет 5,2, в Японии — 5,8, во Франции — 4,6, в Индии — 0,5, а в Нигерии — всего лишь 45 кг у. т. в год.

Подсчитано, что если бы уровень душевого потребления энергии во всех странах мира в 1970 г. был одинаковым — на уровне экономически развитых стран (США и стран Западной Европы), то потребление энергии в мире уже в 1970 г. составило бы 22 млрд. т у. т. вместо фактических 6831 млн. т у. т. Следует отметить, что, по мнению некоторых крупных ученых, нельзя беспредельно увеличивать суммарную мощность источников энергии на планете, поскольку это может привести к увеличению общей температуры на Земле, что опасно для биосферы. По мнению советского академика И. К. Кикоина, верхним пределом следует считать 20 кВт энергии на душу населения.

---

[1] Г. Люстинг. Энергетические ресурсы. — «Курьер», 1974, январь, с. 4—13.
[2] «Внешняя торговля», 1973, № 9, с. 47.

Исследуя вопрос о потреблении первичных источников энергии, не следует забывать и о том, что менее 100 лет назад 80% первичных источников энергии использовалось на отопление жилищ и на другие бытовые потребности и лишь 20% — на производственные нужды и транспорт. В настоящее время это соотношение резко изменилось. Из общего количества добываемого в мире топлива на бытовые нужды расходуется до 10%, на транспорт — 30%, остальная часть его идет для производства электроэнергии. Следует отметить, что в настоящее время в мире эффективно используется не более 15% энергии, содержащейся в первичных энергоносителях, бо́льшая часть которых вообще остается в недрах.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

В настоящее время в мире не существует единой методики оценки запасов угля. Во многих странах существуют и применяются свои методики. Различные исследователи при оценке запасов угля ограничивают залегание его разными глубинами: одни 600—800 м, другие 1000—1200 м, третьи — 1800 м. Поэтому расхождения в оценке мировых запасов угля велики. С 50-х годов стали практиковаться периодические созывы специализированных мировых конгрессов, симпозиумов, конференций и т. п. (угольных, нефтяных, газовых, электроэнергетических и др.). Такие международные форумы позволили до некоторой степени сблизить оценки запасов первичных источников энергии как в мировом масштабе, так и по отдельным континентам и странам. Однако в научно-технической мировой литературе печатается большое количество материалов, посвященных вопросам оценки запасов различных энергоносителей, высказываемых отдельными исследователями.

Американские авторы Рокс и Ривьен в книге «Энергетический кризис» (1974) мировые потенциальные ресурсы угля оценивают в 16—17 трлн. т (из них: в СССР — 56,5%, в США — 19%). При современном уровне потребления этих ресурсов угля хватит человечеству на 1000 лет, а Советскому Союзу его ресурсов хватит на несколько тысячелетий (Н. В. Мельников).

По одному из прогнозов, в 60-х годах мировые потенциальные ресурсы угля оценивались в 15 трлн. т, из них не менее 4 трлн. т относились к доступным для использования при современном уровне техники. Достоверные же мировые запасы угля в 1961 г. оценивались в 1528 млрд. т. По данным французского ученого Ларцинда, извлекаемые запасы угля составляют 2420 млрд. т. Потенциальные мировые ресурсы угля оцениваются в 8—9 трлн. т, из них примерно 4—4,5 трлн. т приходятся на месторождения, рентабельные для разработки и использования при современных методах добычи.

В 1974 г. П. Я. Антропов [1] дал оценку мировых запасов угля по категориям, применяемым в СССР ($A + B + C_1 + C_2$), в 3370 млрд. т. Из них (в млрд. т): в СССР — 425, США — 1415, ФРГ — 287, Китае — 180, Великобритании — 170, Индии — 166, Канаде — 126, Австралии — 77, ЮАР — 76. Достоверные же мировые запасы угля по советской классификации ($A + B + C$) этот автор

[1] П. Я. **Антропов**. Топливно-энергетический потенциал Земли. М., Изд. ВИНИТИ. 1974. 264 с.

оценивает в 1169 млрд. т (из них в социалистических странах 455,6 млрд. т, в т. ч. в СССР — 272 млрд. т, и в капиталистических странах 713,9 млрд. т). Доля развивающихся стран в достоверных запасах угля капиталистического мира определяется всего лишь в 2%. Размеры мировых потенциальных запасов угля П. Я. Антропов определяет в 15 трлн. т.

Во всех приведенных выше оценках запасов угля большой разницы нет. И тем не менее все же следует принимать их условными, так как при современном высоком уровне научно-технического прогресса оценка запасов многих полезных ископаемых увеличивается. Если при сегодняшнем уровне техники экономически целесообразным считается извлечение из недр угля, залегающего на глубине 600—800, максимум 1000 м, то через 5—10 лет экономически целесообразными глубинами шахтной добычи угля могут стать 1200—1800 м или даже 2000 м. Мировое потребление угля в 1975 г. составило 2500 млн. т [1].

Широкое применение угля в энергетике мира имело место вплоть до второй половины нашего века. В XIX столетии в мире было добыто 17,8 млрд. т угля, а за 70 лет XX в. 103,5 млрд. т. В период 1801—1810 гг. уголь добывали лишь в пяти странах мира, в 1841—1950 гг. — в восьми странах и в 1961—1970 гг. — в 54 странах. Эти данные показывают, что уголь долгое время играл ведущую роль в мировом энергетическом хозяйстве и только с 50-х годов нашего века в энергетическом балансе почти всех стран мира началось сокращение доли угля и увеличение доли нефти и газа как наиболее дешевых и эффективных источников энергии [2]. Структура потребления топливно-энергетических ресурсов капиталистических стран характеризуется следующими показателями (в %):

	1860 г.	1900 г.	1920 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1976 г.
Уголь и лигнит	24,7	57,6	62,4	58,3	54,1	45,5	38,2	30,5	29,6
Нефть	—	2,3	6,8	14,0	23,8	29,8	34,5	40,0	45,7
Природный газ	0,9	0,9	1,4	3,6	9,0	13,9	16,6	19,7	18,0
Гидроэнергия	0,7	0,3	1,4	2,3	6,5	6,8	5,8	5,2	5,7
Атомная энергия	—	—	—	—	—	—	0,1	1,0	1,0

Приведенные цифры свидетельствуют о том, что доля нефти и газа в мировом энергетическом балансе, составлявшая накануне второй мировой войны (1940 г.) лишь 17,6%, в 1976 г. возросла до 63,7%.

Ориентация топливно-энергетического баланса на нефть и газ явление вполне закономерное, но в условиях капитализма она привела к сокращению в ряде стран добычи некоторых важных источников энергии, в частности угля. Такая энергетическая политика капиталистических монополий, да еще в условиях непрерывного роста общего потребления энергии, явилась одной из причин энергетического кризиса, переживаемого ныне капиталистическими странами.

Изменение добычи угля в ведущих странах капиталистического мира приведено ниже (в млн. т):

	1950 г.	1970 г.	1975 г.
Страны — члены ЕЭС, в том числе:	518	421	378
Великобритания	220	145	128
ФРГ	201	219	216

[1] «World Coal», 1976, 2, No. 7, p. 31—33.
[2] «Инженер-нефтяник», 1976, май, с. 5.

Франция	53	39	25
Бельгия	27	11	7
Нидерланды	12	4	—
США	508	555	599
Австралия	23	69	90
Канада	17	15	27
Япония	40	40	19

Как показывают данные за последние 25 лет, добыча угля увеличилась лишь в США, Канаде и Австралии, а в Бельгии и Нидерландах она практически прекратилась. Мировая добыча угля за 1950—1975 гг. изменилась от 1809 млн. до 3215 млн. т, но это увеличение произошло в основном за счет роста добычи в странах — членах СЭВ — СССР, ГДР, ПНР, Румынии и Чехословакии, доля которых в мировой добыче угля за эти годы возросла до 40%. Доля США то же время снизилась с 28 до 18%, а доля стран — членов ЕЭС уменьшилась с 29 до 12%.

Капиталистические монополии, получая дешевую нефть из Азии и Африки, значительно сократили капиталовложения в угольную промышленность, и только после разразившегося осенью 1973 г. нефтяного кризиса стали принимать меры к ее восстановлению за счет государственных дотаций. Конкурентоспособность угля по сравнению с нефтью и газом будет медленно повышаться по мере снижения издержек производства на добычу и особенно по мере снижения расходов на его доставку до потребителя. Расходы по транспорту угля составляют 30—40% от его стоимости. Предполагается, что эти расходы будут снижаться в связи с развитием строительства и использованием углепроводов.

Первый углепровод диаметром 200 мм был построен в 1914 г. в Англии. В 1957 г. в США были сооружены два углепровода: один протяженностью 173 км, второй — 115 км, а в 1970 г. в шт. Аризона был построен самый протяженный углепровод длиной 434 км. Уголь предварительно измельчается на специальных установках, а затем транспортируется в виде пульпы, которая содержит 45—50% угля (по массе). Размеры частиц угля до 1 мм. Себестоимость транспортировки угля по углепроводу длиной 800 км при производительности 3 млн. т и более в год в 1,7 раза ниже, чем стоимость передачи эквивалентного количества электроэнергии сверхвысокого напряжения по линиям электропередач такой же длины.

Не подлежит сомнению, что техника недалекого будущего решит также важную проблему экономного транспорта угля, как и другие проблемы, связанные с более эффективным его использованием.

Следует отметить, что еще в 70-е годы XVII в. в России и Англии из угля получали газ. В США газ из угля впервые был получен в 1812 г. В 1859 г. там было 237 небольших заводов по газификации угля. К концу второй мировой войны производство газа из угля везде практически было прекращено. После 1973 г. с наступлением энергетического кризиса в капиталистических странах возник интерес к газификации угля и производству жидкого топлива из него. За 1974—1977 гг. в США предполагается израсходовать на исследование технологии газификации угля 1758 млн. долл. Есть предложения использовать ядерную энергию для этого процесса. Первый современный завод по газификации нефти в США был сдан в эксплуатацию в Мэрисвилле (шт. Мичиган). Этот завод вырабатывает 3 млн. м^3 газа в сутки из канадской нефти. Производство это неren-

табельно, стоимость синтетического газа из нефти в 3 раза дороже стоимости природного газа.

Исследования производства газа из угля в США ведутся несколькими компаниями. В 1970 г. Горное бюро США разработало новый процесс газификации угля, позволяющий получать газ с бóльшим содержанием метана, чем при ныне известных методах газификации. Три крупнейших международных фирмы «Лурги» (ФРГ), «Британский Совет» (Великобритания) и «Джэпэн гэсолин» (Япония), занимающиеся разработкой процесса получения газа из угля с 1965 г., в период за 1965—1972 гг. спроектировали 49 заводов для 12 стран мира общей мощностью 131 млн. м³/сут газа. В настоящее время в мире действуют 47 заводов по производству газа из угля. Только на одном из них в Портсмуте (Англия) вырабатывается газ, по теплотворной способности приближающийся к природному газу — 8010 ккал/м³. Этот газ обогащается метаном и используется в качестве сырья в нефтехимической промышленности. Наибольшее количество газа из угля вырабатывает Япония, она имеет восемь заводов общей мощностью 30 млн. м³/сут, второе место в мире по этому производству занимает Англия, где действуют 14 заводов, которые вырабатывают 20 млн. м³/сут. газа. В ФРГ работают девять заводов, производящие 5,5 млн. м³/сут газа.

Уже в наши дни наметилась тенденция к увеличению доли угля в энергетических балансах ряда промышленно развитых стран. Таким образом, прогноз американского исследователя Мартина Эллиота о перестройке энергетического баланса до конца текущего столетия в сторону увеличения доли угля в нем оправдывается несколько раньше. Уголь в виде газа и жидкого топлива, получаемых из него, снова займет в энергетическом балансе многих стран значительное место.

Таким образом, человек вернется к широкому использованию угля, но на более совершенной основе, чем прежде. В ЮАР с 1955 г. эксплуатируется завод по переработке угля в искусственное жидкое и газообразное топливо. Нынешний уровень цен на нефть может существенно повысить рентабельность получения газа из угля.

Каменный уголь в течение длительного времени был основой мирового топливно-энергетического баланса и до сих пор продолжает играть большую роль в развитии производительных сил мира.

Нефть

Мировое потребление нефтепродуктов увеличивалось по мере совершенствования двигателя внутреннего сгорания, на базе которого началось развитие сначала автомобильной, затем тракторной промышленности, несколько позже — морского и речного флота, а затем авиации.

Уже накануне первой мировой войны в 1914 г. 30% военного флота Великобритании работало на нефтяном топливе. В негласное соревнование по переводу флота с угля на нефтяное топливо быстро включились и другие страны: США, Япония, Франция, Италия и Германия. Создание военного морского, а также воздушного флота усилило роль нефти и повлекло рост ее добычи и потребления нефтепродуктов, в первую очередь в сфере вооружения.

Вторая мировая война развязанная фашистской Германией и ее союзниками — Италией и Японией, еще больше повысила спрос на жидкое топливо.

Оснащенность армии военной техникой возросла во много раз. Так, в первую мировую войну дивизия располагала вооружением мощностью в среднем 4000 л. с., во второй мировой войне энерговооруженность механизированной дивизии составляла 200 000 л. с. После второй мировой войны потребление нефти в мире еще более увеличилось. Удельный вес нефти в мировом энергетическом балансе составлял более 60%, а в отдельных странах мира превышал 80%.

Динамику добычи нефти в капиталистических странах по отдельным регионам иллюстрируют следующие данные (в млн. т у. т.):

	1938 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
Северная Америка	173,2	297,9	425,7	492,3	601,6	586
Южная Америка	42,9	101,9	194,6	239,7	271,5	184,6
Западная Европа	0,6	3,5	14,0	18,4	16,3	23,9
Африка	0,2	2,4	14,1	107,3	293,0	282
Ближний и Средний Восток	16,2	87,3	262,4	416,7	694,0	967
Южная и Юго-Восточная Азия и Дальний Восток	10,4	11,8	27,5	33,0	59,3	106
Итого	243,5	504,8	938,3	1307,4	1935,7	2150,1

Следует отметить, что в 1975 г. добыча нефти в капиталистическом мире по сравнению с 1974 г. (2325 млн. т) снизилась и составила 2150,1 млн. т. Всего к 1975 г. в мире было добыто 41 млрд. т. нефти [1].

Мировая добыча нефти в 1975 г. составила 2620 млн. т, в 1900 г. она была на уровне всего лишь 21 млн. т., в 1920 г. — 146 млн. т, в 1930 г. — 212 млн. т, в 1938 г. — 280 млн. т и т. д. Ни одна отрасль промышленности после первой и особенно после второй мировой войны не развивалась такими бурными темпами, как нефтяная.

Темпы развития мировой добычи нефти составили (в %):

1938—1950 гг.	1950—1960 гг.	1960—1965 гг.	1965—1970 гг.	1970—1971 гг.	1971—1972 гг.
8,0	10,1	8,4	9,7	5,6	5,0

Темпы развития добычи нефти были особенно высокими на Ближнем и Среднем Востоке (1938—1950 гг. — 36,6%, в 1950 — 1960 гг. — 20%, в последующие годы более 11%) и в Африке (1938—1950 гг. — 91,7%, 1950—1960 гг. — 48,8% и 1960—1965 гг. — 132,2%).

Рост добычи нефти после второй мировой войны, особенно с 60-х годов, имеет место во всех континентах мира, что видно из следующих данных по добыче нефти в основных нефтедобывающих странах (в млн. т):

	1963 г.	1968 г.	1972 г.	1973 г.	1975 г.
США	371	449	465	453	468
СССР	206	309	394	427	491
Саудовская Аравия	81	141	286	365	337
Иран	73	142	252	294	268
Венесуэла	169	187	167	175	124
Кувейт	96	122	151	138	118

[1] «Petrol. Econ.», 1976, 43, No. 2, p. 49—51.

Ливия	22	124	106	105	71
Ирак	56	74	69	102	111
Нигерия	4	7	90	101	88
Канада	35	57	87	100	80
Итого	1113	1612	2067	2260	2156

В 1963 г. на долю этих 10 стран приходилось 85,6% общемировой добычи нефти; затем их доля начала снижаться (в 1973 г. — 81,4%), так как начала увеличиваться доля других стран (Индонезии, Абу-Даби, Алжира, КНР, Нейтральной зоны и др.).

К началу 60-х годов Ближний и Средний Восток и Африка становятся поставщиками нефти в капиталистические страны Западной Европы и Японию и ежегодно увеличивают экспорт нефти в США. Накануне второй мировой войны из стран Ближнего и Среднего Востока было вывезено 5 млн. т нефти, в 1965 г.— 215 млн. т, а в 1974 г. — уже 1439 млн. т. В 1974 г. на Ближнем и Среднем Востоке было добыто около 1 млрд. т нефти, в Африке — 108 млн. т, в то время как еще в 1950 г. доля Ближнего и Среднего Востока в общемировой добыче нефти составляла лишь 17,3% и доля Африки — 0,6%.

Как велико значение нефти развивающихся стран, можно судить из приведенных ниже данных о доле этих нефтедобывающих стран в импорте нефти основными потребляющими капиталистическими странами Западной Европы, США и Японией (в %):

	Западная Европа	США	Япония
Ближний и Средний Восток	61	10	79
Африка	27	10	—
Район Карибского моря	—	49	—
Юго-Восточная Азия	—	—	17
Канада	—	27	—

Из этих данных следует, что Ближний и Средний Восток — основная база, поставляющая нефть в западноевропейские страны и Японию. В 1972 г. на долю только четырех стран — Саудовской Аравии, Ирана, Кувейта и Ирака — приходилось около 85% экспорта нефти с Ближнего и Среднего Востока.

В 1975 г. импорт нефти в страны капиталистического мира составил более 1261 млн. т и импорт нефтепродуктов — 231,2 млн. т, из них большая часть приходилась на Западную Европу — соответственно 579 млн. т и 47 млн. т, США — 204 и 97 и Японию — 226 и 25,5 млн. т. В том же 1975 г. из стран Азии было вывезено 934 млн. т нефти и 56 млн. т нефтепродуктов. «Секрет» особого внимания США и других стран капиталистического мира к нефтям Ближнего и Среднего Востока заключается в том, что она приносит им большие прибыли. Достаточно сказать, что средние удельные издержки по разведке и обустройству нефтяных месторождений в 1975 г. составляли (в долл. на баррель): в США — 4,32, Венесуэле — 0,08, на Ближнем и Среднем Востоке — 0,10, в Африке — 0,32. Вывод очевиден: нефти Ближнего и Среднего Востока, Африки, и Латинской Америки во много раз дешевле, чем нефти США.

Было бы неправильно считать, что развивающиеся нефтедобывающие страны экспортируют лишь излишки нефти — уровень потребления нефтепродуктов в этих странах очень низкий. Экономическая отсталость развивающихся

стран вынуждает их экспортировать нефть в промышленно развитые капиталистические страны.

Среднегодовое душевое потребление нефтепродуктов в промышленно развитых странах капиталистического мира в начале 70-х годов составляло 630 кг (в 1960 г. — 380 кг). Но за этими средними цифрами скрывается большая неравномерность. Так, в США эта величина еще в начале 70-х годов составляла 3661 кг, в Японии — 1782, Западной Европе — 1578, в странах Латинской Америки и Ближнего и Среднего Востока — 600 кг, в Африке — 68 кг, а в отдельных странах ее — от 7 до 20 кг.

В Южной Америке до 1969 г. Венесуэла была единственным экспортером нефти, причем после 1969 г. ее экспорт стал сокращаться. В 1973 г. из Венесуэлы было вывезено 17 млн. т нефти.

В Африке 93% нефтяного экспорта приходится на три страны — Ливию (41%), Нигерию (34%) и Алжир (18%). Три четверти нефтяного экспорта Африки направляется в Западную Европу и 11% — в США.

На базе нефтей Ближнего и Среднего Востока, а несколько позже и Африки западноевропейские капиталистические страны коренным образом изменили структуру своих топливно-энергетических балансов, основу которых стало составлять жидкое топливо. В начале 70-х годов доля импортной нефти в общем энергетическом балансе промышленно развитых стран капиталистического мира составила в среднем 30% (в отдельных странах этот показатель значительно выше). В то же время ни в одной из капиталистических стран Западной Европы до открытия нефти в Северном море не было крупных нефтяных месторождений. В 1975 г. во всех странах Западной Европы было добыто менее 24 млн. т нефти, а потребление ее в том же году составило 689 млн. т. Западная Европа не единственный континент, удовлетворяющий свои потребности в нефти за счет импорта. Так, в 1975 г. за счет импорта свои потребности в нефти покрывали (в % к общему потреблению ее): США — на 33,1, Западная Европа — на 95,8, Австралия — на 62, Япония — на 99,6 и т. п.

Значительные размеры потребления нефти в мире привели некоторых ученых и специалистов к убеждению о неизбежности скорого истощения нефтяных запасов. Называются даже конкретные сроки иссякания нефтяных запасов мира и отдельных континентов. Одни исследователи исчисляют эти сроки концом текущего столетия и лишь в наиболее «оптимистических» прогнозах называется дата иссякания мировых нефтяных запасов 2100 г.

Следует отметить, что представления об истощении нефтяных запасов появились еще в начале нашего столетия, на заре развития нефтяной промышленности, когда добыча нефти исчислялась несколькими десятками миллионов тонн. Это были годы начала борьбы между империалистическими монополиями за нефть, годы начавшейся нефтяной экспансии. Истощением нефтяных залежей в те годы пытались оправдать эту экспансию. Основоположниками представлений об истощении залежей были главным образом специалисты, состоящие на службе англо-американских нефтяных монополий. Эти представления всячески поддерживались и периодически обновлялись и всякий раз не оправдывались. Так, например, в 1942 г. американский специалист Л. Уикс утверждал, что нефтяные ресурсы США иссякнут через 12 лет. С тех пор прошло более трех десятилетий, а добыча нефти в США за это время увеличилась во много раз.

В оценке нефтяных запасов мира и отдельных регионов нет единого мнения, поскольку не существует единой методики подсчета запасов. В капиталистических странах при подсчете запасов используется понятие «достоверные» запасы.[1] Под этим термином понимаются разведанные запасы нефти и газа, которые могут быть извлечены современными методами, конечно, с учетом величины издержек добычи, т. е. добыча которых экономически целесообразна. Ограничимся здесь приведением некоторых, наиболее известных оценок мировых запасов нефти.

В 1971 г. Л. Уикс мировые начальные извлекаемые ресурсы нефти оценил в 510 млрд. т. В 1975 г. Дж. Моди определил эту величину в 202 млрд. т. В обе оценки включена нефть, уже добытая на момент оценки. К концу 1975 г. было добыто более 40 млрд. т, следовательно, в 1975 г. остались неизвлеченными по Дж. Моди [2] около 160 млрд. т. Оба автора дают оценки при коэффициенте извлечения нефти, равном 40%.

По оценке Института нефти Англии мировые разведанные извлекаемые запасы нефти капиталистического мира на начало 1975 г. составляли 75 млрд. т. Примерно на таком же уровне достоверные запасы нефти капиталистического мира оценивают и специалисты ФРГ. Следует отметить, что в развивающихся странах сконцентрирована бóльшая часть запасов не только нефти капиталистических стран, но и других видов сырья (в %): природного газа — 55,6, железной руды 46,3, марганцевой руды — 90, калия — 90, кобальта — 70, медной руды — 60 и т. п.

Американские исследователи Рокс и Ривьен в своей монографии «Энергетический кризис» (1974) определяют мировые ресурсы нефти в 295 млрд. т, в том числе (в %): в США — 6, в Западной Европе — 1,0, в Африке — 10, в Южной Америке — 11, на Ближнем и Среднем Востоке — 40, остальное — в прочих регионах мира. К этим данным приближается и оценка мировых ресурсов нефти, опубликованная ООН, — 266 млрд. т, из них разведанных запасов — 85 млрд. т [3].

В период 1920—1947 гг. прирост запасов нефти в мире на каждый метр проходки составлял 11,2 т, в 1948—1953 гг. — 31 т, 1954—1959 гг. — 43 т и за 1960—1970 гг. — 45 т. Динамика среднегодового прироста добычи нефти показана ниже (в млн. т в год):

1901—1910 гг.	1910—1920 гг.	1920—1930 гг.	1930—1940 гг.	1940—1950 гг.	1950—1960 гг.	1960—1970 гг.
2,4	6,2	7,9	11,4	25,7	37,7	84,6

Правда, нарастает не только среднегодовой прирост добычи нефти в мире, одновременно увеличиваются и среднегодовые темпы прироста потребления энергии (в %):

1925—1938 гг.	1938—1950 гг.	1951—1960 гг.	1961—1970 гг.
1,4	3,2	4,9	5,6

За 50 лет — 1900—1949 гг. — мировое потребление всех видов энергии увеличилось втрое и за 20 лет — 1951—1970 гг. — тоже втрое. При этом следует

---

[1] Запасы по категории достоверных в капиталистических странах соответствуют запасам по категории А + В в социалистических странах.

[2] «Glückauf», Nr. 16, 1975, S. 788—789.

[3] «Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.», 1974, 58, No. 10, p. 2157—2172.

учесть, что в последние 20—25 лет рост общего потребления энергии в мире происходил главным образом за счет нефти. За эти годы новые открытия крупных нефтяных залежей происходят почти ежегодно (в США и Канаде арктическая часть материка, в Африке — Ливия, Нигерия, в Западной Европе — Северное море и т. п.), увеличивается также доля извлекаемой из недр нефти.

Примерно 30 лет назад коэффициент нефтеотдачи составлял не более 15—25%; месторождение, в котором оставалось 75—85% неизвлеченной нефти, переставало эксплуатироваться. В настоящее время, когда широко применяется искусственное поддержание пластового давления и различные методы увеличения нефтеотдачи, извлекается 35—40% нефти, но в большинстве стран — менее 35%. По мнению некоторых исследователей за весь период эксплуатации нефтяных месторождений мира в недрах оставлено не менее 80 млрд. т нефти.

Нефтяные монополии капиталистических стран с каждым годом усиливают поиски и разработку нефтяных месторождений в развивающихся странах, особенно на Ближнем и Среднем Востоке и в Африке. Всего в 1975 г. капиталистические страны на поиски и добычу месторождений нефти и газа израсходовали 59 млрд. долл. (из них США — 30,4 млрд. долл.).

К началу 1975 г. в мире было выявлено свыше 20 000 нефтяных месторождений. Распределение запасов по месторождениям неравномерное.

По величине начальных доказанных извлекаемых запасов выделяются следующие категории месторождений:

мелкие — менее 5 млн. т нефти или менее 5 млрд. м³ газа;
средние — 5—50 млн. т нефти или 5—50 млрд. м³ газа;
крупные — 50—100 млн. т нефти или 50—100 млрд. м³ газа;
крупнейшие — 100—500 млн. т нефти или 100—500 млрд. м³ газа;
гигантские — более 500 млн. т нефти или более 500 млрд. м³ газа.

Только в трех месторождениях капиталистического мира — Гхаваре, Большом Бургане и Сафании-Хафджи — сосредоточено 23 млрд. т извлекаемых запасов нефти, что составляет примерно 20% всех начальных разведанных запасов капиталистических и развивающихся стран.

Нефтегазоносность подводных территорий. Суша на земном шаре занимает лишь 29%, остальная часть планеты покрыта морями и океанами. Минеральные богатства морей и океанов пока что используются человеком незначительно.

В 1971 г. лишь 0,5% добычи минерального сырья в мире (общей стоимостью на сумму 4,7 млрд. долл.) составляла добыча со дна морей и океанов, причем 80% ее приходилось на долю нефти и газа. В 1975 г. в мире на морских промыслах добыто 435 млн. т нефти (в том числе в США — 67,5 млн. т, Мексике — 2,5, Венесуэле — 96,8, Западной Европе — 10,1, Африке — 43,2, на Ближнем и Среднем Востоке — 163,4, в Юго-Восточной Азии, на Дальнем Востоке, в Океании и Австралии — 4,02 млн. т) [1], что составило 15% от общей добычи ее, и 150 млрд. м³ газа, или 10% от мировой добычи его. Предполагается, что в 1980 г. доля нефти морских месторождений в общей добыче нефти капиталистических стран повысится до 18—20% и в 2000 г. — до 30—35%. По данным компании «Мобил Ойл» в акваториях морей и океанов 34 стран капиталистического мира извлекаемые запасы нефти оцениваются в несколько млрд. т,

[1] «Petrol. Econ.», 1976, 43, No. 2, p. 49—61.

половина из которых сосредоточена в Персидском заливе, остальные запасы — в Венесуэле, Северном море и других районах. Доказанные же запасы газа на морских месторождениях оцениваются до 14 трлн. м^3.

Добыча нефти и природного газа на континентальных шельфах в широких масштабах началась в 1954—1955 гг. Современные оценки запасов нефти и газа в морях и океанах являются весьма условными и различными. Так, американец У. Пратт в 1947 г., а в 1954 г. Л. Уикс потенциальные извлекаемые ресурсы нефти в морях и океанах оценивали в 55 млрд. т; в 1966 г. Л. Уикс увеличил эту цифру до 97 млрд. т. При этом следует учесть, что из 28 млн. км^2 континентальных шельфов к настоящему времени разведано лишь 10% [1].

В настоящее время более 20 стран добывают нефть и газ на морских промыслах, а поисково-разведочные работы ведут около 90 стран. С каждым годом увеличивается доля нефти, добытой на морских месторождениях. Увеличивается глубина бурения скважин в море (от поверхности воды), в 1975 г. она в среднем составляла 130 м. Отдельные скважины бурились при значительно большей глубине моря.

В последние 2—3 года в мире ежегодно бурится от 9 до 10 тыс. морских скважин. Добыча нефти в некоторых районах [2] ведется на расстоянии от берега до 130 км. Нефтяные скважины бурятся со стационарных оснований при глубине моря 100—115 м, при большей глубине применяют плавучие основания. Закончен проект [3] скважины при глубине моря 450 м.

Предполагается, что к 1980 г. добыча нефти и газа с глубины моря 400—450 м будет рентабельна при условии, если месторождения будут иметь запасы нефти не менее 22 млн. т и среднесуточный дебит скважин составит не менее 45 т [4].

2295

По данным президента американской фирмы «Ридинг энд Бейтсдриллинг» У. Кента, наиболее крупные залежи нефти и газа будут открыты под водой на глубине более 300 м, хотя 70% площади мирового континентального шельфа приходится на акватории глубиной менее 180 м.

Танкерный флот. Огромные размеры вывоза добываемой на Ближнем и Среднем Востоке и в Африке нефти сопровождались быстрыми темпами развития танкерного флота и трубопроводов. В 1973 г. перевозки нефти и нефтепродуктов танкерами достигли по всему миру 1585 млн. т против 536 млн. т в 1962 г. В 1925 г. 14% потребляемых топливно-энергетических товаров перевозились внешним торговым флотом, а к концу 60-х годов их доля возросла до 33%. Особенно значительно увеличились перевозки нефтяных грузов.

В 1954 г. общая грузоподъемность нефтяных танкеров капиталистического мира составляла 45,9 млн. т, в 1965 г. — 82 млн. т, в конце 1970 г. танкерный флот насчитывал 3235 судов общим водоизмещением 151,7 млн. т. Общая грузоподъемность танкерного флота в 1974 г. достигла 235 млн. т, а к концу 1975 г. она увеличилась до 265 млн. т. Увеличивается и средняя грузоподъемность танкеров. В начале 50-х годов средняя грузоподъемность танкеров не превышала 15 тыс. т, в 1960 г. более трети мирового нефтеналивного флота составляли танкеры грузоподъемностью 30 тыс., т, на их долю приходилось 64%

[1] «Glückauf», 1975, Nr. 16, S. 51.
[2] «Petrol Econ.», 1976, 43, No. 2, p. 49—51.
[3] «Seewurtshaft», 1973, Nr. 12, S. 5.
[4] «Engineer Petroleum», 1973, No. 7, p. 242—243.

Библиотека

общей грузоподъемности мирового танкерного флота. В настоящее время в мире имеются верфи, строящие танкеры водоизмещением более 75 тыс. м^3, из них семь верфей в Европе, шесть — в США и одна — в Японии. За 1975—1978 гг. эти верфи построят 48 новых танкеров (27 — в Западной Европе, 18 — в США и 3 — в Японии).

С конца 1968 г. уже начали строиться танкеры грузоподъемностью 200 тыс. т и выше. К началу 1974 г. в мире эксплуатировалось 10 танкеров грузоподъемностью более 300 тыс. т, а танкеры грузоподъемностью более 400 тыс.т находились в строительстве. В том же 1974 г. на воду был спущен танкер грузоподъемностью 483 тыс. т. По последним прогнозам, в ближайшие 10 лет грузоподъемность мирового танкерного флота увеличится в 1,5 раза, а за 20 лет удвоится.

Следует отметить, что некоторые специалисты высказывают мнение, что оптимальная вместимость танкера имеет пределы, за которыми исчезает экономия в эксплуатационных расходах. Таким пределом они называют грузоподъемность 350 тыс. т. Танкеры большей вместимости требуют дополнительных расходов — на реконструкцию пирсов, доков и в ряде случаев морских путей. Поэтому некоторые страны, например Малайзия и Индонезия, намерены запретить проход через Малаккский пролив танкерам грузоподъемностью 200 тыс. т и более и с осадкой в 18,6 м. Если такое запрещение последует, то танкеры вынуждены будут ходить в обход через Макасарский и Ломбокский проливы. А пока что строительство больших танкеров продолжается. Так, Япония предполагает к концу 1977 г. построить три танкера грузоподъемностью по 700 тыс. т каждый. Более половины морских перевозок в настоящее время составляют нефтяные грузы, доля которых в ближайшие годы возрастет до $^2/_3$.

В 1974 г. грузоподъемность танкерного флота распределялась следующим образом (в %): Либерия — 24,7, Великобритания — 13,1, Норвегия — 12,2, Япония — 11,2, США — 5,5, Греция — 4,5, Панама — 3,7, Франция — 3,7, Италия — 3,1 и Швеция — 2,3.

В последние годы более 95% нефти и нефтепродуктов было доставлено в страны Западной Европы морским транспортом, в том числе три четверти нефтяных грузов — из районов Среднего и Ближнего Востока и Северной Африки. В Японию около 99% нефти доставляется морским транспортом, а в Великобританию — 100%. От фрахта танкеров компании-судовладельцы получают огромные прибыли. Только одна Япония ежегодно затрачивает на оплату фрахта более 400 млн. долл. Отсюда естественно стремление нефтяных компаний иметь свой танкерный флот.

В настоящее время почти 50% морского танкерного флота является собственностью нефтяных компаний. Перевозка нефтяных грузов водным путем на большие расстояния является наиболее дешевой, но в ряде случаев трубопроводы более экономичны. Подсчитано, что за 1 долл. можно перевезти 1 т груза по железной дороге на расстояние 75,6 км, автотранспортом — на 24 км, воздушным транспортом — на 8 км, а по трубопроводам — на 528 км.

Трубопроводы. В последние 10—15 лет с каждым годом заметно возрастает роль трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. По данным 9-й Мировой энергетической конференции (Детройт, 1974 г.) общая протяженность трубопроводов мира в 1974 г. составляла 1,7 млн. км. В настоящее время

примерно 6% общих капиталовложений в нефтяную и газовую промышленность мира направляется на строительство трубопроводов. В 1975 г. размер капиталовложений на строительство трубопроводов в капиталистических странах составил 9,7 млрд. долл., из них 6 млрд. долл. — на газопроводы. Предполагается, что в период с 1970 по 1985 гг. общие капиталовложения в нефтяную и газовую промышленность мира (без СССР) составят 565 млрд. долл., из них 33,5 млрд. долл. будет израсходовано на строительство трубопроводов. Таким образом, среднегодовые затраты на строительство трубопроводов в указанный период (1970—1985 гг.) составят 2,1 млрд. долл. При этом прогнозируется, что прирост протяженности магистральных трубопроводов будет равен 60—70 тыс. км в год. Поэтому, если грузооборот железнодорожного транспорта за каждые 10 лет будет увеличиваться на 20%, то грузооборот трубопроводного транспорта за то же время увеличится на 80%.

В последние годы начали строиться международные магистральные трубопроводы, обслуживающие несколько стран. Особо важную роль в снабжении нефтью играют трубопроводы в Западной Европе, нефтеперерабатывающие заводы которой работают в основном на импортном сырье.

В настоящее время к международным относятся три больших нефтепровода, берущие начало на побережье Средиземного моря и заканчивающиеся на юге и юго-западе ФРГ. Самый длинный из них, Южно-Европейский, вступил в эксплуатацию в 1963 г., он связывает Лаверу с Карлсруэ. Из Карлсруэ идет несколько ответвлений на нефтеперерабатывающие заводы в Мангейме и Шпейере. Производительность этой нефтепроводной системы общей длиной 782 км и диаметром 860 мм 35 млн. т в год. В 1971 г. на участке Фос — Лион был уложен параллельный трубопровод диаметром 610 мм и протяженностью 260 км, а в 1972 г. было закончено сооружение еще одного нефтепровода диаметром 1020 мм и длиной 714 км, протянувшегося от Фоса до Страсбурга.

Два других нефтепровода, доставляющие нефть из южных портов — Трансальпийский и Центральноевропейский — связывают Триест и Геную с Ингольдштадтом. Трансальпийский нефтепровод диаметром 1020 мм и протяженностью 464 км вступил в эксплуатацию в 1967 г. Ответвление от этого нефтепровода протяженностью 62 км связывает его с нефтеперерабатывающими заводами в Бургхаузене. В 1970 г. была построена австрийская секция Трансальпийского нефтепровода, по которой нефть поступает на нефтеперерабатывающий завод, расположенный в районе Вены.

В 1963 г. было закончено строительство нефтепровода Рейн — Дунай протяженностью 293 км и производительностью 17 млн. т в год. По этому нефтепроводу нефть из Южно-Европейского нефтепровода поставлялась на нефтеперерабатывающие заводы Ингольштадта. В 1967 г. после окончания строительства Трансальпийского нефтепровода, который был объединен с нефтепроводом Рейн — Дунай, было произведено реверсирование направления перекачки и теперь нефть по этому нефтепроводу перекачивается из Ингольштадта в Карлсруэ.

В отличие от других нефтепроводов, связывающих морские порты с внутриконтинентальными районами, нефтепровод Роттердам — Антверпен диаметром 860 мм и протяженностью 105 км, вступивший в эксплуатацию в 1971 г., связывает два морских порта. Он позволяет нефтеперерабатывающим заводам Антверпена использовать причальные сооружения Роттердамского порта.

Крупнейшим трубопроводом мира является нефтепровод «Дружба», идущий от нефтяных промыслов Татарии (СССР) в Польшу, Чехословакию, Венгрию и ГДР, сданный в эксплуатацию в 1964 г. Общая протяженность его 5327 км, из них 3688 км проложены по территории СССР. Диаметры труб этого нефтепровода 1020, 820, 720, 630 и 529 мм.

В последние 15—20 лет быстрыми темпами идет строительство трубопроводов регионального значения в странах Западной Европы, в Японии и Америке. Следует отметить также рост строительства трубопроводов больших диаметров. Так, в 1973 г. доля трубопроводов диаметром 711 мм и более в общем объеме строительства их возросла до 30%.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Одновременно с увеличением добычи нефти в мире идет активный процесс строительства нефтеперерабатывающих заводов большой мощности. Динамика наращивания мощности нефтеперерабатывающих заводов в капиталистических и развивающихся странах представляется в следующем виде (в млн. т в год):

1939 г.	1947 г.	1957 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
352	431	849	1526	2070	3400

Предполагается, что мощность нефтеперерабатывающих заводов в промышленно развитых и развивающихся странах к 1980 г. достигнет 3,5 млрд. т в год, а загрузка мощностей заводов в том же году будет определяться на уровне 75% (в 1975 г. эта величина в Западной Европе была на уровне 60%, а в США — 80%).

Мощности нефтепереработки по отдельным континентам и регионам мира распределяются неравномерно, что видно из следующих данных на 1974 г.:

	Количество заводов	Мощность, млн. т/год
Северная Америка	295	842,7
в том числе США	247	710,8
Центральная и Южная Америка	83	339,0
Западная Европа (без СССР и соц. стран)	159	935,0
Африка	40	61,9
Ближний и Средний Восток	33	164,0
Юго-Восточная Азия, Дальний Восток, Австралия, Океания,	107	469,9
в том числе Япония	45	256,7
Всего	717	2812,5

Три четверти мощностей нефтепереработки капиталистического мира сосредоточено в промышленно развитых странах: в Западной Европе — более 34%, США — более 28%, Японии — более 9%. За 1971—1974 гг. в США почти не строились новые заводы, их размещали в других странах по соображениям охраны природы своей страны.

Общая мощность нефтепереработки в развивающихся странах к 1975 г. составляла 679 млн. т/год (меньше, чем в США), причем распределялась она следующим образом: более 50% — в Латинской Америке, 25% — на Ближнем и Среднем Востоке, около 20% — в районе Юго-Восточной Азии и Океании и только 4% — в странах Африки.

В последние годы в нефтепереработке капиталистического мира наметилась тенденция к изменению структуры производства целевых нефтепродуктов.

в сторону увеличения доли тяжелых нефтепродуктов — дизельного топлива и мазута, за счет снижения доли легких нефтепродуктов, особенно бензина. Так, в Западной Европе доля дизельного топлива в общем производстве нефтепродуктов находится на уровне примерно 42%, мазута — на уровне 40%, доля бензина составляет лишь около 18%. В Северной Америке (главным образом в США) доля дизельного топлива находится на уровне 33%, мазута — 9%, бензина — 42%. В Японии доля бензина в общем производстве нефтепродуктов составляет всего лишь 3,8%.

Газ

Широкое применение в мире природного газа началось лишь в 50-х годах, а в ряде стран он и до настоящего времени используется в незначительных масштабах. Так, в странах Ближнего и Среднего Востока сосредоточено 31,7% общих мировых достоверных запасов природного газа, а доля этого региона в общемировой добыче его составляет менее 3%. Большое количество попутного нефтяного газа в нефтедобывающих странах Ближнего и Среднего Востока до сих пор не используется, сжигается в факелах (в 1975 г. — 67%).

Изучением мировых запасов природного газа во всех континентах и регионах мира (за исключением США) серьезно начали заниматься лишь с 50-х годов нашего столетия, во многих районах позже, а в некоторых — и до сих пор эта работа находится в начальном состоянии.

Если размеры запасов нефти и некоторых других первичных источников энергии мы принимаем до некоторой степени условными, то к запасам природного газа эта условность относится в первую очередь.

По данным американских специалистов Адамса и Киркби, доложенным на 9-м Мировом нефтяном конгрессе, доказанные извлекаемые запасы природного газа в мире оценены в 65 трлн. м³. Между отдельными регионами они распределяются следующим образом [1]:

	трлн. м³	%
Ближний и Средний Восток	20,6	31,7
СССР	17,9	27,5
Северная Америка,	9,9	15,2
в том числе США	7,6	
Западная Европа	5,1	7,9
Африка	5,0	7,6
Юго-Восточная Азия и Дальний Восток	2,6	4,0
Южная Америка	1,3	2,1
Австралия и Океания	1,1	1,6
КНР	0,8	1,3
Восточная Европа	0,7	1,1
Всего	65	100

Для газа, как и для нефти, характерна концентрация больших запасов газа в небольшом количестве месторождений. Так, свыше 50% запасов газа содержатся лишь в 160 газовых месторождениях, с запасами каждого от 14—5 млрд. м³ до 3 трлн. м³.

[1] «Proc. 9-th World Petrol. Congr.», v. 3, London, 1975, p. 3—9.

Наибольшая часть запасов газа в крупнейших газовых месторождениях сосредоточена на глубинах от 1000 до 3000 м, хотя известны и крупные газовые месторождения с основными запасами газа на бо́льших и меньших глубинах. К последним месторождениям относятся: Мари (Пакистан); Монро, Хьюготон-Панхэндл (США). В крупных газовых месторождениях Гомес и Локридж (США) основные запасы газа находятся на глубине 5000 м и более.

Характерно, что из 69 известных в мире крупнейших газовых месторождений два были открыты в период 1910—1920 гг., три — в 30-х годах, пять — в 40-х годах, два — в 50-х годах, 12 — в 60-х годах, остальные 45 — в период 1960—1971 гг. Последнее убедительно свидетельствует о возрастающем интересе к природному газу — одному из дешевых и эффективных источников энергии. Следует отметить также неуклонное повышение доли газа в мировом энергетическом балансе. В 1950 г. она составляла лишь 9%, а в 1975 г. достигла 20%.

За период 1951—1970 гг. потребление газа в капиталистических и развивающихся странах увеличивалось в среднем на 7% в год. Начиная с 50-х годов, ни одна топливно-энергетическая отрасль мировой промышленности не развивается так быстро, как газовая, что подтверждается следующими данными мировой [1] добычи свободного и попутного нефтяного газа (в млрд. м³):

1948 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
79,4	185,7	513,1	1068	2110

Доля Ближнего и Среднего Востока в мировой добыче газа не превышает 3%, Африки — 1%.

Транспорт. Основным препятствием для широкого развития газовой промышленности до последнего времени являлась сложность транспортирования газа на большие расстояния. По этой причине даже страны, обладающие огромными ресурсами газа, не использовали его в широких промышленных масштабах, ограничивая его потребление лишь в качестве местного топлива. Остальная часть нефтяного газа не утилизировалась, выбрасывалась в атмосферу или сжигалась в факелах. Между тем, добыча попутного газа составляет примерно одну пятую часть общей мировой добычи газа. В ряде нефтедобывающих стран значительная часть газа и до сих пор сжигается в факелах.

Наиболее интенсивное развитие мировой добычи газа обязано сооружению крупных магистральных газопроводов. Этот процесс особенно активно идет в 70-е годы и будет продолжаться в будущем. Протяженность и роль газопроводов в пределах определенных стран и районов нами показаны при описании отдельных регионов мира. Здесь остановимся на газопроводах, имеющих межрегиональное значение, особенно крупных и таких, которые находятся в стадии сооружения или проектирования, а также таких, которые предназначены играть большую роль в снабжении газом наиболее крупных стран мира или отдельных регионов его.

Известно, что запасы природного газа в мире размещены неравномерно. Примерно 40% их приходится на развивающиеся страны и лишь 30% — на развитые капиталистические страны, главным образом на США, являющиеся крупными потребителями природного газа.

---

[1] Без социалистических стран.

В условиях современного энергетического кризиса для США и стран Западной Европы вопрос о снабжении газом имеет исключительно важное значение. Для решения его принимаются энергичные меры, в частности ускоряются темпы создания единой западноевропейской системы газопроводов.

В Центральной Европе идет строительство Трансевропейского газопровода протяженностью более 800 км. Он предназначен для доставки 6 млрд. м³ газа в год из Нидерландов через ФРГ и Швейцарию в Италию и 0,5 млрд. м³ в Швейцарию.

Заканчивается сооружение газопровода СССР — Австрия — Италия длиной 768 км и диаметрами 914 и 863 мм. По этому газопроводу будет транспортироваться около 6 млрд. м³ газа в год в Австрию и Италию.

Кроме того, построен газопровод диаметром 1200 мм из СССР в ФРГ. На расстоянии 400 км он идет по территории Чехословакии, в районе Яблониц от него идет ответвление в Австрию, а от Злонице (около Праги) — по одной линии газ идет в ГДР, по другой — в ФРГ. В конечном пункте трассы (Форхгейм) газопровод СССР — Бавария подсоединяется к региональной системе газоснабжения ФРГ.

Заключено соглашение о сооружении газопровода от Братиславы (Чехословакия) до Гемона (Италия), где эта магистраль будет соединена с газопроводом, подходящим к Триесту, что позволит подавать газ из Советского Союза в южные области ФРГ и к границе ФРГ с Францией.

Консорциум из компаний Франции, Бельгии, Нидерландов и ФРГ заключил соглашение с Норвегией о закупке примерно 12 млрд. м³ газа в год на протяжении 20 лет. Это количество газа будет транспортироваться по газопроводу длиной 400 км диаметром 914 мм с месторождения Экофиск (Северное море) в порт Эмден (ФРГ), а оттуда — по странам — членам газового консорциума.

Начато строительство нового газопровода от месторождений голландского сектора Северного моря, по которому газ будет подаваться в Нидерланды и в ФРГ. Кроме того, предполагается соединить газовые месторождения голландского сектора подводным газопроводом с заводом по очистке и осушке газа, расположенном на побережье Нидерландов. Закончено строительство газопровода СССР — Финляндия, по которому ежегодно будет подаваться в Финляндию 3 млрд. м³ газа в год. Существует проект газопровода длиной 200 км диаметром 762 мм через Ботнический залив, связывающего финский порт Раума с г. Скутчер в Швеции.

В 1978 г. будет закончено строительство газопровода из Алжира от крупнейшего газового месторождения Хасси-Р'-Мель в Италию. По этому газопроводу алжирская государственная компания будет поставлять Италии ежегодно 11 млрд. м³ газа. Конечный пункт газопровода на материке — мыс Бон на побережье Туниса, далее он пересечет Тунисский пролив, Сицилию и Мессинский пролив и закончится в Ла-Специи.

Кроме того, алжирская компания «Сонатрак» предполагает построить газопровод через Гибралтарский пролив для перекачки газа в Испанию, Францию, Бельгию, ФРГ и Швейцарию. Общая протяженность газопровода Алжир — Западная Европа, вероятно, превысит 6 тыс. км, диаметр его 1200 мм, а производительность будет примерно равной 15 млрд. м³ газа в год. В перспективе имеется вариант постройки газопровода в Западную Европу от газового месторождения Ирана Канган, но пока для этого газопровода не определена трасса.

Таковы основные пути, намечаемые для обеспечения газом стран Западной Европы.

Эту же проблему для США предполагается решить путем поставки газа по трубопроводам из месторождений Аляски и северных районов Канады. В 1975 г. общее потребление газа в США составило 693 млрд. м³, а обеспеченность его газом из собственных месторождений — 95%. Дефицит — 100 млрд. м³, к 1980 г. эта величина ожидается на уровне 156 млрд. м³, а в 1985 г. возрастет до 230 млрд. м³. Подача газа в США с месторождений Аляски и Канадских арктических областей начнется не раньше 1980 г.

Предложение о строительстве газопровода с Аляски было выдвинуто нефтяными и газовыми монополиями еще в 1969 г. С тех пор оно неоднократно рассматривалось и всякий раз решалось в пользу противников строительства из-за необходимости защиты окружающей среды. И только в 1974 г. было принято положительное решение о строительстве этого газопровода. Консорциум из 28 компаний США и Канады приступил к строительству Трансаляскинского газопровода. В 1969 г. стоимость сооружения его была определена в 1 млрд. долл., затем она увеличилась до 3,5—4,5 млрд. долл., а в 1974 г. — до 6,4 млрд. долл. Первая очередь газопровода будет сдана в эксплуатацию 1978 г. В сооружении этого газопровода заинтересованы 48 штатов страны, особенно штаты западного побережья США.

Протяженность Трансаляскинского газопровода 4200 км, из них 300 км по территории Аляски. Проектом предусмотрено строительство двух трубопроводов диаметром 1220 мм; один из них длиной 233 км пройдет по Аляске до оз. Трейваллант, где встретится со вторым, идущим до шт. Каролина. Здесь газопровод разделится на два трубопровода диаметром по 1067 мм. Один из них пойдет на юго-запад до г. Кингсгейт, второй — на восток до г. Мончи.

В первое время подача газа начнется с месторождений в дельте р. Маккензи (Канада), а через год — с севера Аляски. К пятому году эксплуатации производительность газопровода достигнет 119 млн. м³ в сутки. Примерно половина газа, подаваемого по этому газопроводу, будет поступать с канадских месторождений, другая половина — с севера Аляски. Большая часть газа будет направлена потребителям США. Объем подачи газа в США с месторождений Аляски и арктических районов Канады оценивается в следующих размерах (в млрд. м³): 1980 г. — 26, 1985 г. — 70 и 1990 г. — 113.

Сжиженный газ. Развитию добычи газа в значительной мере способствует перевозка его на дальние расстояния в сжиженном виде. Первые регулярные перевозки сжиженного газа в специальных танкерах начались в 1948 г. на трассе Хьюстон — Нью-Йорк на танкере «Натали Уоррен», переоборудованном из сухогрузного судна грузоподъемностью 3 тыс. т.

В 1953 г. Швеция построила для Дании первый специальный танкер-газовоз «Расмус Толструп». Он был приспособлен для перевозки 1042 м³ сжиженного нефтяного газа под давлением. Первые положительные опыты перевозки сжиженного газа под давлением в специальных танкерах послужили толчком к совершенствованию этого вида транспорта. Примерно в те же годы в США переоборудовали сухогрузное судно «Нормарти» в танкер-газовоз «Аристотель». Это судно перевозило сжиженный газ из района Мексиканского залива в Англию.

В марте 1962 г. начался экспорт охлажденного сжиженного газа из Кувейта в Японию. В те дни крупнейший в мире японский танкер для сжиженного газа «Бриджстоун Мару» начал регулярно курсировать от порта Мина-Эль-Ахмади до Кавасаки (Япония). Вначале за каждый рейс танкер перевозил около 17 млн. л пропана и более 14,2 млн. л бутана. Так началась транспортировка газа в сжиженном виде на большие расстояния.

В 1971 г. в мире эксплуатировалось девять танкеров для перевозки сжиженного газа, а объем перевозок составил 6,7 млрд. м³ (в пересчете на газообразное состояние). К 1976 г. в мировом торговом флоте насчитывалось примерно 400 судов-газовозов общей емкостью около 3 млн. м³ и суда-газовозы такой же емкости находились в процессе строительства. Все эти суда делятся на суда для перевозки пропана и для перевозки метана. Они эксплуатируются на семи линиях. Самые крупные из них имеют грузоподъемность 75 тыс. м³. Скорость их около 32 км/ч. К 1974 г. ежегодно стало перевозиться около 18 млрд. м³ природного газа в сжиженном виде.

Наиболее распространенной модификацией танкера для перевозки сжиженного газа в настоящее время является танкер водоизмещением 125 тыс. м³. Намечено строительство танкеров водоизмещением 130—165 тыс. м³ газа [1]. Ведущей страной по изготовлению танкеров-метановозов является Франция, пять танкеров строит Норвегия, три — ФРГ, один — Бельгия, один — Испания, три (по 128 тыс. м³ каждый) — Япония, пять (по 7,5 тыс. м³ каждый) — Финляндия. Предполагается, что общая емкость метановозов мира в 1978 г. достигнет 6,5 млн. м³, к концу 1980 г. — 9,5 млн. м³ и в 1990 г. — 20,7 млн. м³.

О мощности заводов по производству сжиженного природного газа в мире в 1974 г. дают представление следующие данные:

Страна-экспортер	Порт экспорта	Мощность завода для СПГ (млрд. м³/год)	Год сдачи в эксплуатацию
Алжир	Арзев	1,5	1964
Алжир	Скикда	3,5	1971
Алжир	Скикда	1,5	1974
Ливия	Марса-эль-Брега	4,4	1970
Аляска	Кенап	1,3	1969
Бруней	Лумут	6,0	1972
Бруней	Лумут	1,5	1976

Таким образом, общая мировая мощность заводов по производству сжиженного газа в 1974 г. составила 19,7 млрд. м³. Все перечисленные выше заводы предназначены для экспорта газа только в Западную Европу и Японию. Намечается экспорт сжиженного газа в США, Испанию, Францию, Бельгию, Австрию и Швейцарию.

В настоящее время основные поставщики сжиженного газа — Саудовская Аравия и Алжир. Вероятно, в ближайшее время поставка сжиженного газа будет налажена из Абу-Даби в Японию, из Индонезии — в США, с Аляски — в Калифорнию (США). По объему потребления сжиженного газа первое место в мире занимают США, второе — Япония.

---

[1] «Brodogradnja», 1975, 26, No. 2, p. 89—94.

Одна из фирм США провела оценку экспортных ресурсов сжиженных нефтяных газов на период 1976—1985 гг. (в млн. т):

	1976 г.	1980 г.	1985 г.
Ближний и Средний Восток	10,1	29,7	41,7
Северная Африка	0,8	2,6	3,4
Австралия	1,4	2,0	3,3
Северное море	0,2	1,9	1,8
Венесуэла	2,0	1,9	1,5
Индонезия	0,1	1,0	1,07
Прочие кап. страны	3,7	6,8	7,3

Эти данные показывают, что основными экспортерами сжиженного природного газа являются страны Ближнего и Среднего Востока, 50% их экспорта приходится на Саудовскую Аравию, где сейчас получают сжиженный природный газ в Рас-Таннура в количестве 7 млн. т в год. Государственная нефтяная компания Саудовской Аравии «Петромин» разработала план строительства заводов по производству сжиженного нефтяного газа на побережье Персидского залива и Красного моря, что позволит утилизировать попутный нефтяной газ месторождения Джавар, ныне сжигаемый в факелах. Эти заводы будут сданы в эксплуатацию в 1979 — 1980 гг., производительность их составит 8,2 млн. т/год. Производство сжиженного газа в Саудовской Аравии в 1976 г. достигло 7,1 млн. т, в 1980 г. оно предположительно оценивается в 20,1 млн. т и в 1985 г. — в 22 млн. т. В настоящее время в мире имеется 175 разработанных проектов действующих и намечаемых к строительству предприятий по производству сжиженного природного газа, из них 135 — в США и Канаде. Совсем недавно заводы по этим проектам появились и в Австралии.

Горючие сланцы и торф

До настоящего времени исследователи энергетических ресурсов уделяют мало внимания горючим сланцам, битуминозным породам и торфу. Между тем мировые запасы перечисленных энергоносителей велики и использование их в местах добычи рентабельно.

В 1973 г. специалисты США произвели оценку запасов «сланцевого масла». Они учитывали лишь сланцы, залегающие на глубине до 1000 м, так как разработка сланцев и извлечение из них «масла» на большей глубине считаются нерентабельными. По их оценке запасы «сланцевого масла» (при рентабельности извлечения) распределяются следующим образом (в млрд. т): в Африке — 15,5, в Азии — 14,0, в Западной Европе — 10,9, в Северной Америке — 60,6 и в Южной Америке — 124.

Примерно 100 лет назад в Шотландии извлекали «сланцевое масло» в объеме нескольких сотен тысяч тонн в год. Это производство существовало до 1924 г. Не выдерживая конкуренции с нефтью, оно постепенно сокращалось, и в 1962 г. были закрыты последние предприятия. Разразившийся в конце 1973 г. и действующий до сих пор в капиталистическом мире энергетический кризис заставил правящие круги многих стран обратиться ко многим потенциальным источникам энергии, в том числе и к горючим сланцам. В ряде капиталистических стран начались поиски рациональных методов извлечения «сланцевого масла» из горючих сланцев и углеводородов из битуминозных песчаников. Так, в Ка-

наде (в провинции Альберта) эксплуатируется опытный завод по производству жидкого топлива из битуминозных песчаников. Он перерабатывает 8800 м³ породы в сутки. Недавно утвержден проект второго завода меньшей производительности.

В 1971 г. в Бразилии была сдана в эксплуатацию опытная установка по переработке сланцев производительностью 159 м³ сланцевой смолы, 17 т серы и 36,5 тыс. м³ газа в сутки. К сожалению, более подробных сведений об этом эксперименте не сообщалось.

Достоверные мировые запасы сухого торфа в настоящее время оцениваются в 155 млрд. т [1]. Особенно они велики в СССР, Финляндии и Канаде. Использование торфа в районах его добычи экономически целесообразно.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В современном энергетическом хозяйстве каждой страны значительную роль играет электроэнергетика. В настоящее время в промышленно развитых странах на производство электроэнергии расходуется значительная часть (примерно 28—30%) потребляемых первичных источников энергии (вместо 2—5% накануне первой мировой войны).

Уровень электрификации страны определяет степень развития производительных сил ее. В нашем столетии производство электроэнергии развивается быстрыми темпами. Так, за период 1920—1972 гг. выработка электроэнергии увеличилась в 45 раз, тогда как производство носителей первичной энергии увеличилось только в 5 раз.

Ниже показана выработка электроэнергии в мире (в млрд. кВт·ч):

1920 г. — 123	1960 г. — 2304
1930 г. — 340	1970 г. — 4905
1940 г. — 580	1974 г. — 6300
1950 г. — 958	1975 г. — 6700

Среднегодовые темпы потребления электроэнергии в разных странах мира неодинаковы. В некоторых странах и на некоторых континентах они выше среднемировых, что видно из приведенных данных [2] (в %):

	Весь мир	Западная Европа	СССР	США
1946—1951 гг.	10	10,1	17,6	10,0
1951—1960 гг.	9	8,5	12,2	7,7
1960—1970 гг.	7,9	7,1	9,7	6,8
1970—1973 гг.	6,5	6,6	7,3	6,8

Таким образом, на протяжении 1946—1973 гг. самые высокие темпы потребления электроэнергии были в Советском Союзе, второе место по этому показателю занимала Западная Европа и третье — США. Мировая выработка электроэнергии в 1985 г. прогнозируется [3] на уровне 14,2 трлн. кВт·ч и в 2000 г. — 40 трлн. кВт·ч. Предполагается, что после 1985 г. производство электроэнергии в мире будет происходить в основном за счет выработки ее на атомных электростанциях.

---

[1] Есть другие оценки запасов.
[2] «Glückauf», Nr. 15, 1975, S. 43.
[3] «Энергетика», 1973, № 1, 24 (болг.) с. 24.

Среднегодовые темпы прироста выработки электроэнергии до 2000 г. оцениваются в 6,2%, а доля ее в общем мировом потреблении энергии прогнозируется на уровне 40—50%. Потребление электроэнергии и энерговооруженность в разных странах в наше время очень различны. В начале 70-х годов потребление электроэнергии, приходящееся на одного человека, занятого в промышленности, колебалось от 209 кВт·ч в Турции до 8416 кВт·ч в Италии и 22 470 кВт·ч в Швеции [1].

Среднедушевое потребление электроэнергии в мире в период 1946—1973 гг. составило (в кВт·ч):

1946 г. — 280
1951 г. — 440
1960 г. — 763
1970 г. — 1366
1972 г. — 1530
1973 г. — 1600
1974 г. — 1600

За этими средними цифрами скрываются весьма различные показатели душевого потребления электроэнергии в отдельных странах мира. Так, в 1971 г. душевое потребление электроэнергии составляло (в кВт·ч/год):

США — 8313
Япония — 2900
КНР — 84
Италия — 2254
Австрия — 3514
Дания — 3141
Исландия — 7766
Испания — 1676
Франция — 2815
Люксембург — 11 856
Нидерланды — 3004
Норвегия — 14 950
Финляндия — 4985
ФРГ — 4070
Швеция — 8350
Швейцария — 4835
Португалия — 808
Турция — 258
Кипр — 989
Мальта — 852

Гидроэнергия

Мировой гидроэнергетический потенциал земного шара оценивается в 3,8 млрд.× × кВт, а экономически целесообразные для эксплуатации ресурсы — менее 1 млрд.·кВт. Технически возможные для использования гидроэнергетические ресурсы мира оцениваются величиной около 3 млрд. кВт·ч (примерно треть нынешнего уровня энергопотребления в мире). Однако сейчас они используются всего лишь на 8,5%. Гидроэнергетические ресурсы сосредоточены главным образом в Африке, Южной Америке и Юго-Восточной Азии, т. е. там, где пока что низкий уровень развития техники.

Наиболее полно используются гидроэнергетические ресурсы в Канаде, США, Японии и Австрии, где они почти полностью освоены, в Западной Европе они использованы на 80%. Крупные гидроэнергетические ресурсы еще не освоены в Азии, Африке и Латинской Америке. Большая часть из них сосредоточена в труднодоступных районах, что значительно осложняет их освоение и в будущем. Общая установленная мощность гидроэлектростанций мира в настоящее время составляет 300 тыс. МВт, а годовая выработка электроэнергии — 1300 млрд. кВт·ч.

Доля гидроэнергии в мировом энергетическом балансе в настоящее время менее 7%. По прогнозным данным к 2000 г. она снизится до 6,4%. Это объясняется тем, что хотя эксплуатационные расходы на гидроэлектростанциях небольшие, но удельные капиталовложения при их сооружении велики. Только строительство ГЭС большой мощности (какие в последние годы сооружаются в СССР) является экономически целесообразным.

[1] «Energy Int.», 1974, 11, No. 3.

Мировой гидроэнергетический потенциал морских приливов и отливов оценивается в 100 млн · МВт. Но районов, в которых можно было бы построить электростанции, использующие энергию приливов и отливов, во всем мире насчитывается ограниченное количество. Во Франции эксплуатируется такая электростанция. Ее мощность 240 мВт. Общая протяженность плотины 720 м. На электростанции установлены 24 турбины мощностью по 10 МВт. Первая очередь электростанции (пять турбин) была сдана в эксплуатацию в 1966 г., в 1967 г. она работала уже на полную мощность. Эксплуатируется подобная электростанция и в СССР. Для строительства электростанций, работающих на энергии приливов и отливов, есть условия и в Англии в устье р. Северы, где разница уровней воды во время прилива и отлива в течение года колеблется в пределах 7—15 м. США отказались от использования подобных электростанций. Опыт эксплуатации французской электростанции (в Сен-Мало) показал, что требуется высота прилива не менее 10 м.

Геотермальная энергия и энергия ветра

Запасы потенциальной тепловой энергии глубинных недр Земли велики. Так, на 15-километровой глубине от земной поверхности количества тепла в 1000 раз превышает потенциальную энергию всех традиционных горючих ископаемых вместе взятых — угля, нефти, газа и др. Впервые геотермальная энергия была использована для получения электричества в Лардарелло (Италия), где в 1904 г. была построена небольшая ТЭС мощностью 100 тыс. кВт. После второй мировой войны она была восстановлена и мощность ее увеличена до 385 кВт [1]. К настоящему времени источники геотермальной энергии обнаружены в 80 странах мира, но используются они в немногих странах — в Новой Зеландии, Исландии, Японии, Италии, СССР, Сальвадоре, США (Северная Калифорния). Благоприятные условия для использования геотермальной энергии имеются и на о-ве Ява в Индонезии.

В Италии геотермальная энергия используется в крупных масштабах фирмой «Эмпреса», деятельность которой на 80% контролируется государством. Эта фирма владеет несколькими геотермальными электростанциями общей установленной мощностью 390 МВт. В Новой Зеландии подобные электростанции расположены в вулканическом поясе о-ва Северный, их общая установленная мощность составляет 200 МВт. В США близ Сан-Франциско действует геотермальная электростанция мощностью 200 МВт, в Мексике — две электростанции мощностью 76 МВт, в Японии эксплуатируются две геотермальных электростанции и в Исландии — две. В 1975 г. в мире действовало более 30 геотермальных электростанций (ГТЭС) общей установленной мощностью 1000 МВт.

К геотермальным источникам для использования их на ГТЭС предъявляются следующие требования:

а) температура воды, выделяемая источником, должна быть высокой;

б) максимальная глубина бурения скважин не должна превышать 3000 м;

в) геотермальная среда не должна содержать большого количества активных химических соединений, вредных для окружающей среды веществ.

---

[1] «Actual. and lorraines», 1975, No. 155, p. 44—51.

Использование геотермальной энергии сводится в основном к использованию тепла вулканов и горячих источников. В некоторых регионах мира применение этой энергии высокоэкономичное, к тому же безвредно для окружающей среды. Практическое использование этого вида энергии невелико, хотя в литературе существуют весьма оптимистические оценки запасов геотермальной энергии и возможностей ее широкого применения. Так, например, утверждается, что мощность геотермальных установок в мире к 1985 г. может быть доведена до 132 тыс. МВт [1]. В США предполагается в 1977 г. сдать в эксплуатацию геотермальную электростанцию мощностью 650 МВт. Основное препятствие для широкого использования геотермальной энергии заключается в том, что для получения горячих вод надо бурить очень глубокие скважины. Проходка сверхглубоких скважин, как показывает опыт нефтяной и газовой промышленности, обходится очень дорого.

Опыт широкого использования геотермальной энергии для отопления зданий в Исландии является исключительно благоприятным. В стране имеется большое количество горячих высокодебитных источников. Первые попытки использовать тепло этих источников были предприняты еще в начале текущего века, а к 1925 г. в стране стали сооружаться теплицы, обогреваемые горячей водой из источников, для выращивания овощей. Затем стали бурить скважины на горячую воду. Так, в 1928 г. в окрестностях Рейкьявика была пробурена скважина с дебитом 14 м³/с воды с температурой +87° С. От этой скважины в город был проложен 3-километровый трубопровод. Горячей водой обогревался район города — 70 домов, открытый плавательный бассейн и школа. После этого опыта в 1933 г. в 18 км от Рейкьявика стали бурить и получать воду с температурой +86° С. В 1943 г. в городе была создана система горячего водоснабжения, обслуживающая уже 2300 домов с населением 30 тыс. человек и все общественные здания города. Эта система хорошо работает до сих пор. В 1950 г. в том же городе была создана вторая система горячей воды для обогрева жилых зданий. Вода добывается с глубины 300—700 м.

Характерно, что горячая вода в районе Рейкира используется уже в течение более 35 лет, а дебит скважин пока не падает. Недавно поисково-разведочными работами была обнаружена горячая вода с температурой 128° С в пределах самого Рейкьявика на глубине 700—2200 м. В настоящее время около 90% жилого фонда города с населением более 72 тыс. жителей обеспечивается термальным обогревом.

Не лишним будет отметить, что, по мнению некоторых исследователей, использование геотермальной энергии может привести к нарушению теплового баланса Земли и вызвать изменение климата на нашей планете примерно через 50—60 лет [2]. Тем не менее, вероятно, в недалеком будущем геотермальная энергия будет использоваться более широко, но вряд ли в размерах, конкурирующих с размерами использования каких-либо основных источников энергии. В некоторых районах она, по-видимому, будет служить дополнением к «большой» энергетике. Таким дополнением может быть и энергия ветра, особенно в районах, удаленных от источников централизованного энергоснабжения и с благоприятными ветровыми условиями. В таких районах применение ветродвига-

[1] «Energy Int.», 1973, 10, Nr. 4, p. 1.
[2] Elektrotechn. Z.», 1975, No. 1, S. 9.

телей весьма эффективно: затраты на выработку 1 кВт·ч электроэнергии с помощью ветродвигателей в 2—4 раза меньше, чем на тепловой электростанции, работающей на жидком топливе.

П. Э. Глейзер (США) оценивает энергетический потенциал ветров над континентальной частью и побережьями США, в 10 раз превышающим прогнозные потребности в энергии для США в 2000 г. Какая-то часть ее может быть использована для производства электроэнергии. Некоторые страны имеют опыт (хотя и небольшой) применения ветродвигателей. Так, в Дании в 1915 г. ветродвигатели производили 100 МВт электроэнергии. В 50-х годах в Вермонте (США) работала опытная ветроэнергетическая установка мощностью 1000 кВт. П. Э. Глейзер утверждает, если бы США начали широко применять ветродвигатели, то к 2000 г. они могли бы 20% своих потребностей в электроэнергии покрыть за счет ветроэнергетических установок. На Филиппинах предполагается строительство ветроэлектрической станции мощностью 35 тыс. кВт [1].

В настоящее время в СССР строятся ветроэлектрические станции мощностью от 0,1 до 35 кВт, а некоторые — мощностью от 400 до 1250 кВт.

Атомная энергия

Сдача в эксплуатацию в СССР в 1954 г. первой атомной электростанции (АЭС) в мире открыла один из новых и эффективных путей в развитии энергетики. К 1960 г. в мире было построено семь АЭС (в СССР, США, Англии, Франции) общей мощностью 1030 МВт. Затем началось более интенсивное строительство АЭС. Они к концу 1968 г. АЭС были построены в девяти странах мира, в том числе в ФРГ, Италии, Нидерландах, Японии, Канаде.

Важно отметить, что в период 1960—1968 гг. наиболее полно выявились преимущества АЭС по сравнению с тепловыми электростанциями. В странах капиталистического мира высказывались весьма оптимистические прогнозы относительно дальнейшего развития ядерной энергетики. Волна оптимистических прогнозов особенно захлестнула Великобританию и США. В то же время на Западе приводились «твердые доводы» за то, что к 2000 г. основные традиционные источники энергии (уголь, нефть, газ и т. п.) должны иссякнуть и человечество будет поставлено перед трагическим фактом энергетического голода. На этой «теории» и были построены оптимистические прогнозы развития ядерной энергетики в ведущих капиталистических странах. Но все эти прогнозы оказались несостоятельными. Намеченные программы строительства АЭС не выполняются до сих пор ни в США, ни в Великобритании по причинам экономического и социально-политического характера. Ярыми противниками АЭС являются нефтяные монополии, которые видят в них опасных конкурентов. Влиятельные деятели железнодорожных и угольных компаний также всячески стараются сдерживать развитие ядерной энергетики. Достаточно сказать, что средний срок сооружения АЭС в США составляет 10 лет (из них не менее трех лет уходит на получение участка). Тем не менее на 1 января 1976 г. в мире действовало более 130 АЭС общей мощностью около 83 млн. кВт. В 1975 г. 5% произведенной в мире электроэнергии было выработано на АЭС.

---

[1] Н. С. Лидоренко, С. Ф. Мучник. Энергия ветра. — «Природа», 1974, № 9, с. 9—13.

Ядерное горючее. Иногда термин ядерное горючее применяют в качестве синонима ядерного топлива, подразумевая весь состав входящих в ядерное топливо материалов. Ядерное топливо, как правило, содержит не только изотопы вещества, обеспечивающие поддержание цепной реакции (первичное ядерное горючее), но и те изотопы (так называемые сырьевые вещества), взаимодействие ядер которых с нейтронами приводит к образованию вторичного ядерного горючего. Существует только один вид природного ядерного горючего — ^{235}U. В качестве сырьевых материалов могут использоваться ^{238}U и ^{232}Th для образования ^{239}Pu и ^{233}U — новых горючих, отсутствующих в природе.

Высокая эффективность ядерного топлива является одним из преимуществ атомных электростанций. Достаточно сказать, что 1 кг урана-235 содержит такое же количество энергии, что и 2500 т каменного угля, иначе говоря, 1 г урана-235 эквивалентен по отдаче тепла 3 т угля, а один грамм дейтерия — 10 т угля. В реакторах, работающих на тепловых нейтронах, используется в основном уран-235 и до 1% урана-238. В недалеком будущем АЭС будут оснащаться реакторами-размножителями на быстрых нейтронах. Эти реакторы не имеют замедлителей, и часть нейтронов, испускаемых в процессе распада урана-235, поглощается ураном-238, который в результате множества производственных циклов превращается в плутоний-239, также используемый в качестве ядерного топлива. По данным академиков В. А. Кириллина и М. А. Стыриковича, реактор-размножитель позволит примерно в 20 раз полнее использовать ядерные ресурсы по сравнению с реакторами на тепловых нейтронах. Это позволит резко увеличить ресурсы ядерного топлива [1].

Использование в будущем на АЭС в качестве ядерного горючего только урана-235 невозможно и потому, что запасы урана-235 в недрах Земли относительно невелики. Запасы урана-238 примерно в 140 раз больше запасов урана-235. Внедрение реакторов-размножителей на быстрых нейтронах означает техническую революцию в развитии ядерной энергетики.

До 1952 г. в странах капиталистического мира бóльшая часть запасов урана была сосредоточена в мелких месторождениях, в руде которых содержание окиси урана достигало 3—5%. Это осложняло и сдерживало развитие урановорудной промышленности. В настоящее время размеры запасов урана в капиталистических странах определяются экономической целесообразностью разработки урановых месторождений, добычи урановой руды и ее переработки. В зависимости от уровня издержек производства месторождения урана подразделяются на три категории: месторождения, разработка которых рентабельна при цене: 1) до 22 долл/кг U_3O_8 в концентрате; 2) от 22 до 33 долл/кг U_3O_8; 3) от 33 до 66 долл/кг U_3O_8 (в текущих ценах).

В настоящее время не все урановые месторождения рентабельны для разработки. Среднее содержание урана в руде разрабатываемых в настоящее время месторождений капиталистических стран составляет 0,1—0,3%. Но уже заметно повышается интерес к разработке более бедных руд. По ныне существующим оценкам нижний предел рентабельности разработки урановых месторождений определяется содержанием урана 0,01—0,05%, по другим данным — до 0,005%. Использование таких бедных руд будет рентабельно тогда, когда АЭС будут

---

[1] В. Кириллин, М. Стырикович. Шаги энергетики. — «Известия», 20/II 1970 г.

широко использовать реакторы-размножители на быстрых нейтронах. Таким образом, современная атомная энергетика, использующая реакторы на медленных нейтронах, не может ориентироваться на далекую перспективу. Как уже указывалось, в реакторах-размножителях вырабатывается и используется в качестве ядерного топлива плутоний, что увеличивает ресурсы ядерного топлива во много раз.

Достоверные запасы урана капиталистических стран в рудах, рентабельных для разработки при цене 22 долл/кг U_3O_8, к началу 1976 г. оценивались в 2420 тыс. т [1]. Эти запасы распределяются следующим образом (в тыс. т): США — 600; Австралия — 480; Швеция — 400; ЮАР — 340; Канада — 220; Франция — 80; Нигер — 70; Алжир — 35; Габон — 25; Аргентина — 20; Испания — 10; прочие страны — 140 [2]. Предполагается, что этих запасов урана для капиталистических стран хватит до середины 80-х годов. Видимо, будет начата разработка месторождений, рентабельных при цене 20—30 долл/кг U_3O_8. В резерве есть запасы урана на месторождениях, разработка которых будет рентабельна при цене от 30 до 60 долл/кг U_3O_8.

Основная часть урановой руды третьей категории сосредоточена в Австралии, Бразилии, Канаде, ЮАР и Испании. Крупное урановое месторождение Россинди известно в Юго-Западной Африке; запасы его оцениваются в 100 тыс. т U_3O_8 со средним содержанием урана 0,03%. В Западной Европе относительно большими запасами урана располагает лишь Франция и незначительными Великобритания. Крупные разведанные запасы урана по цене от 33 до 66 долл/кг U_3O_8 известны в Швеции на месторождении Ранстед. Оно, вероятно, начнет эксплуатироваться с 80-х годов.

До 1953 г. примерно 90% добычи уранового сырья приходилось на долю Заира; в 1959 г. 90% урана добывалось в трех странах — США, Канаде и ЮАР, вместе взятых, а доля Заира снизилась до 5%.

До 1959 г. самыми богатыми по содержанию окиси — закиси урана в руде были мелкие по объему месторождения — месторождение Шинколобве в Заире, месторождения Большого Медвежьего озера в Канаде, месторождения плато Колорадо в США, месторождение Рейдиум-Хилл в Австралии, месторождения Португалии и других стран. Динамику производства уранового концентрата в капиталистических странах можно видеть из следующих данных (в тыс. т U_3O_8):

	1969 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.
США	10,5	11,7	11,1	11,6	12,0	10,5
Канада	4,0	4,2	4,5	4,7	4,3	4,3
ЮАР	3,6	3,7	3,8	3,6	3,1	3,1
Франция	1,4	1,5	1,5	1,6	1,9	2,0
Нигер	—	—	0,5	1,0	0,9	1,1
Габон	0,6	0,5	0,6	0,3	0,6	0,9
Прочие страны	0,6	0,4	0,3	0,2	0,5	0,2
Всего	20,7	22,0	22,3	23,0	23,3	22,1

[1] По другим данным — 3 млн. т.

[2] На начало 1976 г. категория до 22 долл/кг U_3O_8 уже практически не использовалась. Основной категорией стали запасы, рентабельные при цене до 33 долл/кг. Запасы этой категории большинством исследователей оцениваются в 1—1,3 млн. т. Запасы категории 33—66 долл/кг оцениваются в 0,7—0,8 млн. т. — *Прим. ред.*

Из приведенных данных следует, что США производят 50% уранового концентрата.

В последние годы производство уранового сырья превышает спрос на него. США в настоящее время являются основным поставщиком ядерного топлива на мировой рынок капиталистических стран.

Западноевропейские страны Франция, ФРГ и Дания, желая ослабить свою зависимость от импорта ядерного топлива, в 1974 г. создали смешанную компанию, которая намерена в 1980—1982 гг. построить два завода по обогащению урана и к 1985 г. полностью удовлетворять потребности Западной Европы в ядерном топливе; Бразилия и Аргентина также планируют иметь свои заводы по обогащению урана.

Таким образом, на мировом рынке ядерного топлива ожидается острая конкуренция. Активно действует на мировом урановом рынке канадская компания «Дэнисон майнз». Она совместно с японской компанией «Мицуи» ежегодно вырабатывает более 2 тыс. т уранового сырья в год, имеет долгосрочные соглашения с рядом стран на поставку уранового сырья.

В 1978 г. производство уранового концентрата в капиталистических странах намечается довести до 48 тыс. т. По прогнозным данным потребление уранового сырья в этих странах в 1980 г. составит 60 тыс. т, в 1985 г. — 105 и в 1990 г. — 164 тыс. т[1]. Высказываются предположения, что острый недостаток урана начнет ощущаться с 2010 г., а по другим данным — после 1990 г.

Краткое рассмотрение современного состояния мировых запасов основных первичных источников энергии показывает, что нет оснований соглашаться с авторами «теории» о неизбежности «энергетического голода» на нашей планете. Это вовсе не означает, что человечество может легкомысленно расточать энергетические ресурсы, не принимать мер к их рациональному использованию, к поиску новых, более дешевых, «чистых» и практически неиссякаемых источников энергии. Широко пользуясь благами технического прогресса, человечество должно смотреть вперед и не забывать об ответственности перед будущими поколениями.

Причины современного энергетического кризиса в капиталистическом мире вовсе не в недостатке энергетических ресурсов и не в том, что страны ОПЭК справедливо повысили цену на нефть, как это пытаются объяснить руководители монополий и правящие круги стран капиталистического мира. Истинная причина этого кризиса заключается в односторонней ориентации топливно-энергетической промышленности на более выгодный, приносящий высокую прибыль источник энергии — нефть, в корыстной политике нефтяных монополий, в их погоне за сверхприбылями

---

[1] В 1976 г. в капиталистических и развивающихся странах было добыто около 28 тыс. т U_3O_8. Поэтому приведенный прогноз представляется сомнительным. — *Прим. ред.*

СОЦИАЛИСТИЧЕСКИЕ СТРАНЫ

В укреплении экономического сотрудничества социалистических стран большую роль играет Совет Экономической Взаимопомощи (СЭВ), созданный в 1949 г. Членами СЭВ в настоящее время являются Болгария, Венгрия, ГДР, Куба, Монголия, Польша, Румыния, Советский Союз и Чехословакия. В работе более половины органов СЭВ участвует Югославия. Представители СРВ и КНДР присутствуют на некоторых заседаниях в качестве наблюдателей.

Отмечая на XXV съезде КПСС успешное развитие народного хозяйства стран — членов СЭВ, Л. И. Брежнев [1] сказал: «За прошедшее пятилетие индустрия входящих в него стран развивалась в четыре раза быстрее, чем промышленность развитых капиталистических государств. В 1975 году страны нашего содружества выпустили промышленной продукции в два с лишним раза больше, чем страны «Общего рынка».

Национальный доход за 1971—1975 гг. в странах СЭВ увеличился более чем на 36%. По отдельным странам СЭВ рост национального дохода характеризуется следующими данными (на 1975 г. в % к 1970 г.):

НРБ	ВНР	ГДР	МНР	ПНР	СРР	СССР	ЧССР
146	135	130	138	160	171	132	132

В Республике Куба среднегодовой прирост валового национального продукта за 1971—1975 гг. составил более 10%. Более 80% прироста выпуска промышленной продукции в истекшем пятилетии в странах СЭВ было получено за счет повышения производительности труда.

Страны СЭВ значительно опередили страны ЕЭС по объему промышленного и сельскохозяйственного производства. Так, в 1975 г. выработка электроэнергии в странах СЭВ составила 1386 млрд. кВт·ч, а в странах ЕЭС — 1010 млрд. кВт·ч; производство стали в странах СЭВ составило 193 млн. т, а в странах ЕЭС — 126 млн. т и т. д.

В 1975 г. валовая продукция промышленности стран СЭВ увеличилась примерно в 1,5 раза по сравнению с 1970 г., а в странах «Общего рынка» за то же время — лишь на 7%.

В росте производительных сил социалистических стран огромную роль играет успешное развитие энергетического хозяйства, основанного на принципе рационального использования всех видов энергоносителей. Доля стран социализма в мировых запасах угля составляет 77%, сланцев — 50%, торфа — более 75%. Гидроэнергетический потенциал их равен 2500 млрд. кВт·ч в год.

Энергетическая политика в социалистических странах направлена на развитие добычи всех видов первичных источников энергии и в то же время

---

[1] Л. И. Брежнев. Отчет Центрального Комитета КПСС и очередные задачи партии в области внутренней и внешней политики. — Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, с. 9.

ориентируется на широкое применение более дешевых, высокоэффективных и экономически целесообразных энергоносителей.

В 1975 г. страны СЭВ по величине добычи угля опередили промышленно развитые капиталистические страны. Так, в США, ФРГ, Великобритании, Франции, Италии и Японии, вместе взятых, в 1975 г. было добыто 950 млн. т товарного угля. Рост добычи угля в 1950—1975 гг. в социалистических странах можно увидеть из следующих данных (в млн. т) [1]:

1950 г.	1970 г.	1975 г.
547	1202	3215

По отдельным странам СЭВ добыча угля изменялась следующим образом (в млн. т) [1]:

	1950 г.	1970 г.	1975 г.
СССР	257	578	645
ГДР	140	262	248
ПНР	83	173	211
СРР	3	20	27
ЧССР	45	109	114

Доля стран СЭВ в мировой добыче угля за 1950—1975 гг. возросла с 30 до 40%, доля нефти — до 16%, производство электроэнергии увеличилось более чем на 20%, газа — на 21% и т. п.

За 15 лет (1960—1975 гг.) годовое потребление энергии в странах СЭВ возросло в 2,1 раза — с 1 млрд. до 2,1 млрд. т у. т. Общее потребление всех видов энергии в странах СЭВ (без СССР) в 1975 г. достигло 580 млн. т у. т.

В последние годы значительно улучшилась структура энергетического баланса социалистических стран. Удельный вес газа в топливно-энергетическом балансе стран СЭВ за последние 15 лет (1960—1975 гг.) повысился с 7 до 20%, нефти — с 24 до 34%, доля угля снизилась с 62 до 38%, хотя его добыча за указанные 15 лет возросла с 970 млн. до 1300 млн. т. Абсолютное потребление угля в странах СЭВ за то же время увеличилось с 606 до 770 млн. т.

Не все социалистические страны в равной степени обеспечены энергетическими ресурсами. Среди стран СЭВ общая добыча энергетических ресурсов превышает потребность только в трех странах — в Советском Союзе, Румынии и Польше. Эти три страны являются экспортерами энергии.

Запасы нефти и газа сосредоточены главным образом в Советском Союзе, Китае и в Румынии, в остальных социалистических странах они менее значительны. Наибольшая часть гидроэнергетических ресурсов находится в СССР, Румынии, Польше и Болгарии. Часть этих ресурсов осваивается совместными усилиями заинтересованных стран — членов СЭВ. Энергетические ресурсы Корейской Народно-Демократической Республики, Социалистической Республики Вьетнам и Монголии еще недостаточно изучены. Первая из них наиболее богата гидроэнергетическими ресурсами, Монголия — углем и горючими сланцами.

В 50-х годах Советский Союз и другие социалистические страны оказали большую помощь КНР в изучении ее недр, в разведке, открытии и освоении

[1] Только товарного угля, после его обогащения.

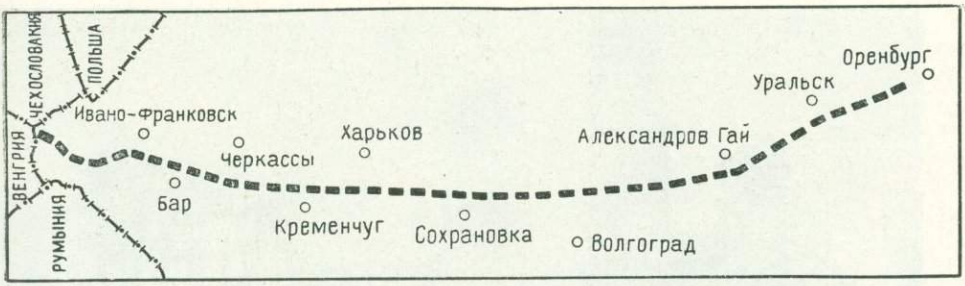


РИС. 1. ГАЗОПРОВОД ОРЕНБУРГ — ЗАПАДНАЯ ГРАНИЦА СОВЕТСКОГО СОЮЗА

различных энергетических ресурсов. Эта помощь значительно увеличила выявленные запасы первичных источников энергии Китая.

Взаимопомощь между членами СЭВ содействует обеспечению их и энергетическими ресурсами. В топливно-энергетических отраслях сотрудничество стран СЭВ идет по линии взаимных поставок топлива и электроэнергии и совместного создания новых производственных мощностей. Так, Чехословакия и ГДР предоставили Польше кредиты для развития угольной промышленности и увеличения поставок угля из ПНР в эти страны. Румыния и Советский Союз строят гидроэнергетический комплекс Стынка — Костешти на р. Прут.

В 1975 г. были подписаны соглашения о совместном освоении газовых месторождений в районе Оренбурга (СССР) и сооружении нового мощного магистрального газопровода Оренбург — Западная граница протяженностью 2750 км диаметром 1420 мм (рис. 1). Советский Союз и Румыния построят третью очередь газоочистительного завода в Оренбурге (рис. 2). Газопровод Оренбург — Западная граница будет закончен строительством в 1978 г. и начиная с 1980 г. поставка газа увеличится до 15,5 млрд. м³ в год. Кроме того, страны — члены СЭВ построят нефтепровод Полоцк — Биржай — Мажейкяй.

Югославия, Венгрия и Чехословакия приняли решение о совместном строительстве нефтепровода «Адриатика» протяженностью 672 км; он пойдет из югославского порта Риека по территории Югославии, Венгрии и Чехословакии. Ежегодно из Риеки будет поступать 10 млн. т нефти, закупаемой в Ираке и других странах. В 1973 г. в Венгрии введена в эксплуатацию ТЭС им. Гагарина (близ г. Дьёндьёш) мощностью 800 тыс. кВт. В строительстве этой электростанции участвовали и другие социалистические страны. Силами стран СЭВ в Болгарии сооружается электростанция «Бобов Дол». На Кубе с помощью СССР увеличиваются мощности тепловых электростанций.

Сотрудничество между странами СЭВ охватывает все основные отрасли хозяйства. Достаточно сказать, что только в 1971—1973 гг. между странами СЭВ заключено 17 многосторонних соглашений по специализации и кооперированию производства, охватывающих многие отрасли промышленности. Советский Союз поставляет нефть и газ в Польшу, Венгрию, Чехословакию и ГДР. Эти поставки увеличиваются с каждым годом, особенно с вступлением в эксплуатацию нефтепровода «Дружба», связавшего нефтяные промыслы Поволжья с Польшей, Чехословакией, Венгрией и ГДР (рис. 3).

В первый год эксплуатации нефтепровода (1964 г.) по нему в страны СЭВ было перекачано 8,3 млн. т нефти, в 1975 г. это количество увеличилось до

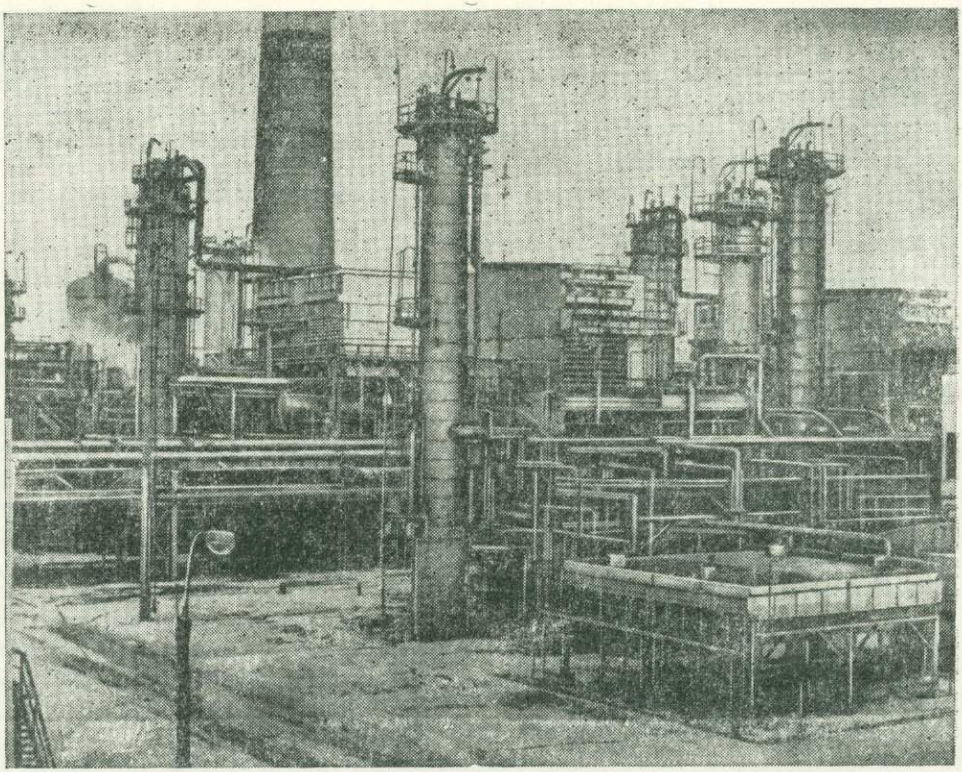


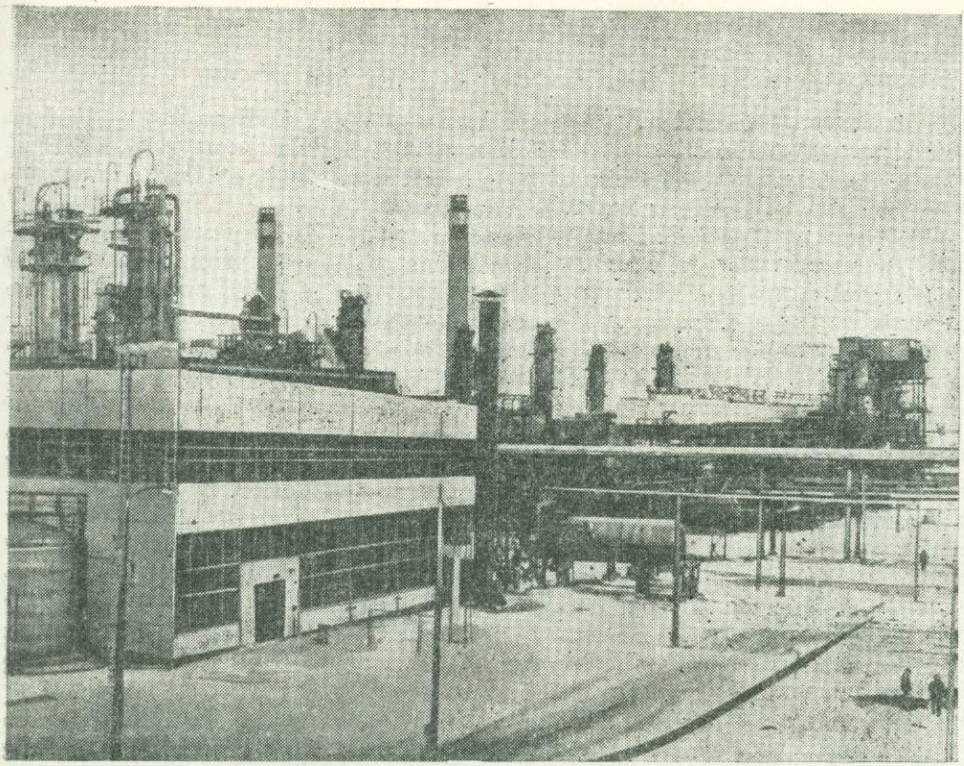
РИС. 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ОРЕНБУРГ

50 млн. т. В настоящее время общая протяженность нефтепровода превысила 4720 км. В начале 70-х годов система «Дружба» была расширена: от Куйбышева до Унечи проложена вторая нитка нефтепровода диаметром 1220 мм, а на участке Бродлы — Ужгород вторая нитка была сооружена несколько раньше. Теперь мощность нефтепровода «Дружба» увеличилась в 2 раза.

В настоящее время СССР удовлетворяет две трети потребностей европейских стран — членов СЭВ в минеральном сырье и топливе. В 1971—1975 гг. из Советского Союза этим странам было поставлено больше чем в 1951—1955 гг. угля в 10 раз, нефти — в 40 раз и газа — в 55 раз. В соответствии с Комплексной программой социалистической экономической интеграции была завершена координация народнохозяйственных планов стран — членов СЭВ на 1976—1980 гг.

В десятом пятилетии (1976—1980 гг.) поставки топливно-энергетических ресурсов из СССР в другие страны СЭВ возрастут на 43% и составят: нефть — 364 млн. т, газ — около 90 млрд. м^3 и электроэнергия — 67 млрд. кВт·ч.

В широких масштабах идет передача электроэнергии из Советского Союза и Румынии в другие страны СЭВ Европейского континента.



СКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Динамика производства электроэнергии в странах СЭВ приведена ниже (в млрд. кВт·ч):

1950 г	1960 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
142,3	424,5	1041,6	1258,2	1303	1386

Значительно возросло и душевое потребление электроэнергии, что видно из следующих данных (в кВт·ч на человека в год) [1]:

	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1974 г.*
СССР	507	1364	2194	3052	3465	3871
Болгария	110	592	1249	2298	2597	2628
Венгрия	322	763	1102	1408	1567	1808
ГДР	1059	2338	3149	3966	4273	4745
Куба	—	—	378	473	527	651
Монголия	27	112	245	439	478	507
КНДР	617	854	1051 **	1185		

* Душевое производство.
** Предварительные данные.

[1] «Мир социализма», М., Политиздат, 1974, с. 25.

Польша	380	987	1391	1984	2313	2719
Румыния	130	416	905	1733	2103	2345
Чехословакия	749	1791	2415	3151	3550	3815

Производство электроэнергии в странах — членах СЭВ за 1971—1975 гг. увеличилось следующим образом: в НРБ — на 29%, в ВНР — на 41%, в ГДР — на 25%, в Республике Куба — на 35%, в МНР — на 45%, в ПНР — на 51%, в СРР — на 53%, в СССР — на 40%, в ЧССР — на 31%.

Успешно осуществляется сотрудничество стран СЭВ в рамках объединенных электроэнергетических систем. Выработка электроэнергии объединенной энергосистемой «Мир» за прошедшее пятилетие (1971—1975 гг.) возросла на 37% и составила 360 млрд. кВт. За указанные 5 лет обмен электроэнергией стран — участниц этой системы превысил 80 млрд. кВт·ч. Осуществляется соглашение между НРБ, ВНР, ГДР, ПНР, СССР и ЧССР о сотрудничестве в строительстве и эксплуатации линии электропередачи напряжением 750 кВ Винница (СССР) — Альбертирша (ВНР). Строительство ее будет закончено в 1978 г.

В 1976 г. была одобрена и принята Генеральная схема развития объединенных энергосистем (ОЭС) европейских стран — членов СЭВ и Югославии. Были проведены обстоятельные расчеты по обоснованию уровня электропотребления до 1990 г. и определены наиболее эффективные пути сбалансирования потребностей стран в энергии. В ближайшее время, вероятно, будет заключено генеральное соглашение о сотрудничестве по дальнейшему развитию объединенных энергосистем стран СЭВ на период до 1990 г. Это соглашение одновременно будет решать топливно-энергетическую проблему.

Успешно развивается и производство электроэнергии на атомных электростанциях в странах СЭВ. Введены в эксплуатацию АЭС в Болгарии, ГДР, Советском Союзе, Чехословакии; осуществляется строительство их в Венгрии, проектируются АЭС в Румынии. Общая мощность АЭС в странах СЭВ в 1975 г. достигла 8 млн. кВт, а выработка электроэнергии составила 40 млрд. кВт·ч. В ближайшее время сооружение АЭС начнется на Кубе и в Польше. К 1980 г. мощность АЭС стран СЭВ превысит 30 000 МВт.

В большинстве стран СЭВ намечены программы развития атомной энергетики до 1980—1990 гг.

В конце 1973 г. в ГДР был сдан в эксплуатацию первый энергоблок на АЭС «Норд», строящейся при содействии Советского Союза. С завершением всех очередей этой АЭС ее мощность превысит 3,5 млн. кВт.

Строительство АЭС в странах СЭВ планируется на ближайший период с применением советских энергетических реакторов на тепловых нейтронах с водой под давлением единичной электрической мощностью 440 МВт. Типовой проект предусматривает компоновку АЭС мощностью 880 МВт с двумя блоками по 440 МВт.

В будущем развитие атомной энергетики в странах СЭВ ориентируется на реакторы-размножители на быстрых нейтронах единичной мощностью 1000—1200 МВт.

На АЭС в странах — членах СЭВ намечено выработать электроэнергии в 1980 г. более 220 млрд. кВт·ч. Доля АЭС в общей выработке электроэнергии в странах СЭВ в 1975 г. составила примерно 2,4%, а в 1980 г. должна достигнуть 9—12% [1]. Мощность АЭС стран СЭВ (без СССР) в 1980 г. достигнет 6,5 МВт, а в 1990 г. — увеличится в несколько раз.



РИС. 3. ТРАССА НЕФТЕПРОВОДА «ДРУЖБА»

Для стимулирования комплексного развития ядерной энергетики страны СЭВ создали специализированную организацию «Интератом энерго».

Генеральной схемой ОЭС предусмотрено дальнейшее развитие электроэнергетики также и за счет строительства ТЭС, что позволит в широких масштабах использовать твердое топливо, в том числе и низкокалорийные бурые угли, лигниты и сланцы, запасы которых в некоторых странах СЭВ значительны. На новых ТЭС будут внедряться экономичные автоматизированные энергоблоки мощностью 300—500 МВт, а в СССР — энергоблоки преимущественно мощностью 500 и 800 МВт.

Генеральная схема перспективного развития объединенных электроэнергетических систем стран — членов СЭВ до 1990 г. предусматривает также формирование основной электрической сети. Признано наиболее целесообразным сооружать такую сеть на напряжение 750 кВ, дополняя ее в необходимых случаях линиями электропередачи (ЛЭП) напряжением 400 кВ. Практически начинается параллельная работа энергосистемы «Мир» и ЕЭС Советского Союза. По этой ЛЭП СССР будет ежегодно поставлять своим партнерам 6,4 млрд. кВт·ч электроэнергии. Кроме того, она позволит НРБ, ВНР, ГДР, ПНР, СССР и ЧССР сэкономить 1600 МВт установленной мощности электростанций за счет обмена электроэнергией в часы «пик», которые в странах — членах СЭВ наступают неодновременно.

Приведенные данные убедительно свидетельствуют о больших успехах социалистических стран в области энергетики. XXV съезд КПСС наметил пути дальнейшего расширения сотрудничества между странами СЭВ. За счет взаимной торговли страны — члены СЭВ удовлетворяют свои потребности в импорте каменного угля на 98%, нефтепродуктов — на 88%, железной руды — на 82% и т. п.

Не лишним будет отметить, что страны — члены СЭВ оказывают экономическую и техническую помощь и развивающимся странам (Азии, Африки и Латинской Америки). Насколько существенна эта помощь, можно судить по следующим данным: предприятия, построенные при содействии стран СЭВ

---

[1] А. Л. Горшков. Возможные перспективы развития атомной энергетики. — «Энергохозяйство за рубежом», 1974, № 3.

в Индии, производят 80% продукции машиностроения, 60% электрооборудования, 40% нефтепродуктов, 40% стали, 20% электроэнергии и т. п. У нас нет возможности перечислить все энергетические предприятия, построенные при техническом содействии стран — членов СЭВ. Укажем лишь некоторые из них: сооружение Асуанской плотины в Египте, постройка в Ираке нефтепромысла Северная Румейла производительностью 42 млн. т нефти в год и нефтепровода от этого промысла до порта Фао мощностью до 42 млн. т в год и др.

СОЮЗ СОВЕТСКИХ СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ РЕСПУБЛИК

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Дореволюционная Россия систематически испытывала недостаток топлива, особенно минерального. В России душевое потребление минерального топлива было в 10 раз меньше, чем в Германии, и почти в 17 раз меньше, чем в Англии и США, а душевое потребление всех видов энергии — в 4 раза меньше, чем в Германии, и в 6 раз меньше, чем в Англии. В 1913 г. в России на душу населения приходилось лишь 0,3 т у. т. Энергетический баланс страны сводился при помощи импорта угля из Англии и Германии. В 1913 г. Россия ввезла 8,7 млн. т угля, или почти 30% отечественной добычи его. Выявленные запасы первичных источников энергии — угля и нефти — были мизерны. Поисково-разведочные работы проводились в очень малых размерах.

Победа Великой Октябрьской социалистической революции в 1917 г. открыла неограниченные возможности для развития энергетики. В тяжелые годы гражданской войны и иностранной интервенции по указанию партии большевиков, руководимой В. И. Лениным, начались поиски всех видов полезных ископаемых, включая энергетические ресурсы.

В. И. Ленин говорил, что «только на минеральном топливе может быть прочная постановка крупной промышленности, способной служить базой для социалистического общества» [1].

Это указание В. И. Ленина успешно претворено в жизнь.

В настоящее время на долю Советского Союза приходится 57% мировых запасов угля, более 34% запасов газа, более 60% торфа, более 50% горючих сланцев, а также сырье для атомных электростанций.

Обобщающим итогом успехов топливно-энергетических отраслей народного хозяйства Советского Союза является общее производство всех видов энергий (в млн. т у. т.) [2]:

1913 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.
48,2	237,5	311,2	692,8	966,6	1291,8	1497,1	1672

В годы истекшего пятилетия (1971—1975 гг.) все отрасли топливно-энергетического хозяйства нашей страны развивались успешно, что было отмечено в докладе А. Н. Косыгина на XXV съезде КПСС: «Быстрое развитие топливно-

[1] В. И. Ленин. Полн. собр. соч., т. 44, с. 317.
[2] Народное хозяйство СССР. — «Статистика», 1975, с. 219.

энергетической базы обеспечивало потребности народного хозяйства, а также выполнение в основном договорных обязательств о поставке топлива зарубежным странам» [1].

Уголь

Запасы угля в дореволюционной России составляли 231 млрд. т, или 3,2% мировых запасов.

Техническое оснащение угольных шахт царской России было крайне отсталым, производительность шахтеров очень низкой. Даже в самом для тех времен передовом бассейне — Донбассе среднегодовая выработка в 1913 г. составила 153 т. В том же году во Франции она была 203 т, в Англии 264 т, в Германии 287 т и в США почти 600 т.

Основным угледобывающим районом дореволюционной России был Донецкий бассейн. В 1913 г. из общей добычи угля в стране (29 млн. т) 25,2 млн. т, или 86,9%, было добыто в Донбассе.

В 1904 г. в России был создан синдикат донецких углепромышленников «Продуголь», хозяином которого был иностранный капитал. Он контролировал более 75% общей добычи угля в Донбассе. Всеми возможными средствами он ограничивал развитие добычи угля, искусственно поддерживал в стране «энергетический голод», что позволило углепромышленникам поддерживать на высоком уровне цены на уголь. Отмечая ведущую и в то же время отрицательную роль иностранного капитала на развитие в России угледобычи, не лишним будет сказать и о том, что из 25 крупных фирм, работавших в Донбассе, правления 19 из них находились за пределами России — в Бельгии и Франции.

О тяжелом положении с топливом в стране говорят следующие факты: менее чем через два года после начала первой мировой войны из-за недостатка кокса в России прекратили работу 30 доменных печей, а к концу 1916 г. было значительно сокращено производство металлургической промышленности. В 1920 г. угольная промышленность страны находилась в состоянии полного развала: было добыто всего лишь 8,7 млн. т угля. Почти 40% шахт прекратили работу. На работающих шахтах производительность шахтеров снизилась до 25,6% от довоенного уровня.

В 1918 г. угольная промышленность страны была национализирована. Добыча угля в стране стала возрастать с каждым годом. В 1927 г. она превысила уровень 1913 г. на 3 млн. т и составила 32,2 млн. т.

В годы довоенных пятилеток добыча угля в СССР развивалась быстрыми темпами (млн. т):

1928 г.	1932 г.	1937 г.	1940 г.
35,5	64,4	128	165,9

В 1940 г. добыча угля более чем в 5 раз превысила уровень 1913 г.

Вероломное нападение немецко-фашистских полчищ в 1941 г. на нашу страну нанесло огромный ущерб всему народному хозяйству Советского Союза,

---

[1] Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, с. 115.

в том числе и угольной промышленности. Добыча угля в стране в 1942 г. снизилась до 75 млн. т, т. е. более чем в 2 раза по сравнению с уровнем 1940 г.

После разгрома немецкого фашизма и его сателлитов началось восстановление разрушенного войной народного хозяйства, в том числе и угольной промышленности. Внедрялись высокопроизводительные подъемные, водоотливные, вентиляционные и компрессорные установки, конвейерный транспорт. Был создан угольный комбайн «Донбасс». Разработаны и внедрены металлические и сборные железобетонные крепи. В широких масштабах осуществлен переход на узкозахватную выемку угля с применением механизированных крепей. Уже в 1970 г. узкозахватной техникой было оборудовано 1320 забоев. Узкозахватные выемки позволили обеспечить рост уровня механизации наиболее трудоемких процессов — навалки угля в лавах — до 81%, а на некоторых шахтах — до 96%.

В угольной промышленности в широком масштабе начали применяться сложная электронная и изотопная техника и автоматические системы управления. На некоторых шахтах, где работы ведутся на большой глубине, используют холодильные установки [1].

В настоящее время в угольной промышленности СССР большую роль играют струговые комплексы [2]. Применение их характеризуется высоким уровнем механизации процессов выемки и навалки угля в очистном забое.

Идет процесс ликвидации мелких малопроизводительных шахт. Только в 1966—1970 гг. было ликвидировано 111 мелких малопроизводительных шахт.

Высокое техническое оснащение угольных шахт позволило увеличить производительность труда. В 1928 г. месячная выработка одного рабочего в добыче угля составляла 12,7 т. В 1940 г. она была на уровне 30,6 т. В настоящее время с помощью комбайнов и стругов стало возможным добывать на одной лаве от 1000 до 5000 т угля в сутки. Есть шахты, где месячная выработка шахтера превышает 4000 т угля.

Добыча угля в СССР за 1940—1975 гг. увеличивалась следующим образом (млн. т):

1940 г.	1942 г.	1945 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
165,9	75,3	149,3	261,1	513,2	577,7	624	701

В решениях XXV съезда КПСС предусматривается довести добычу угля в 1980 г. до 790—810 млн. т.

Балансовые запасы угля в СССР по категориям $A + B + C_1 + C_2$ по состоянию на 1 января 1976 г. составляют 472 млрд. т, достоверные запасы (категорий $A + B + C_1$) — 273 млрд. т. Из них запасы каменного угля и антрацитов равны примерно 67%, а бурого угля — 33%. Запасы антрацитов составляют около 7% общебалансовых запасов углей.

В научно-технической литературе можно встретить и другую оценку запасов угля в СССР.

---

[1] «Уголь Украины», 1973, № 10, с. 1—4.

[2] К. Н. Гриньк о. Состояние и перспективы развития струговой выемки на шахтах СССР. — «Уголь», 1975, № 2, с. 7—14.

Это объясняется тем, что одни оценки запасов произведены до глубины 1800 м, другие — до 1200 м. Такой подход к оценке запасов любого ископаемого вполне оправдан.

За годы Советской власти коренным образом изменилась география добычи угля. В 1913 г. 87% общесоюзной добычи приходилось на Донецкий бассейн. В 1927 г. доля Донбасса снизилась до 75,9%, в 1960 г. — до 57,4% и в 1975 г. — до 29,8%. В настоящее время более 70% общей добычи угля в СССР дают Донецкий, Кузнецкий, Карагандинский, Экибастузский, Печорский, Подмосковный и Челябинский бассейны.

Удельный вес отдельных районов в общей добыче угля в СССР в 1960—1970 гг. (в %):

	1960 г.	1965 г.	1970 г.
Европейская часть и Урал	64,7	61,3	57,4
Европейская часть	53,8	51,7	49,8
Районы восточнее Урала	35,3	38,7	42,6
Урал	10,9	9,6	7,6

Как показывают приведенные данные, возрастает доля восточных районов страны. Изменение в размещении добычи угля позволяет сократить расходы по его транспортировке.

За годы Советской власти введены в разработку новые или не имевшие ранее промышленного значения угольные месторождения: Карагандинское, Печорское, Львовско-Волынское, Южно-Уральское, Райчихинское, Иркутское, месторождения Канско-Ачинского и Экибастузского бассейнов и др.

Балансовые запасы угля в Канско-Ачинском бассейне около 115 млрд. т, в Экибастузском (вместе с Майкюбенским месторождением) — 9,2 млрд. т. В этих бассейнах возможна добыча угля открытым способом. К концу десятой пятилетки в Канско-Ачинском бассейне можно довести добычу угля до 42 млн. т в год, а в дальнейшем до 350—400 млн. т в год [1]. Добыча угля в этих бассейнах в 5—6 раз дешевле, чем при шахтном способе, но угли этого месторождения нетранспортабельны на большие расстояния. Вопрос о путях использования канско-ачинских углей до сих пор не имеет окончательного решения. Высказываются различные мнения. Некоторые ученые и специалисты рекомендуют угли этого бассейна обогащать в местах добычи, тем самым повышать его теплотворную способность, что позволит значительно снизить транспортные расходы по перевозке канско-ачинских углей в центральные районы Советского Союза. Коллектив научных работников Энергетического института им. Г. М. Кржижановского разработал метод комплексной технологической переработки канско-ачинских углей [1]. Он позволяет получать из этих углей высококалорийный энергетический коксик и жидкий беззольный мазут. Коксик, обработанный этим продуктом, экономически целесообразен для транспортировки на большие расстояния.

Вероятно, использование этих углей пойдет несколькими путями. Возможно, на этих углях будут сооружены мощные тепловые станции, энергия которых будет использоваться в близлежащих районах. В будущем, когда будет решена проблема передачи электроэнергии на большие расстояния, возможно, вопрос

[1] «Правда», 17/XII 1976 г.

о путях использования дешевого, но низкокалорийного, к тому же обладающего свойством к самовозгоранию канско-ачинского угля будет решен по-иному.

Общие запасы углей, пригодных для открытой добычи до глубины 600 м, оцениваются в 181 млрд. т, или 89,6% от общесоюзных запасов углей этой категории.

Уголь продолжает играть важную роль в развитии производительных сил Советского Союза. Ориентация топливноэнергетического баланса страны только на нефть и газ в современных условиях неправомерна.

В 1976 г. А. Н. Косыгин сказал на XXX сессии СЭВ следующее: «В энергетическом балансе необходимо увеличить долю твердого топлива. Сейчас экономическая эффективность тепловых электростанций, работающих на твердых видах топлива, при условии использования современного оборудования и увеличения единичных мощностей приближается к эффективности станций, сжигающих нефть и газ» [1].

Нефть

В энергетическом балансе царской России нефть не имела существенного значения. Даже в 1913 г. — в год максимальной добычи ее (10,2 млн. т) — доля нефти составила всего лишь 15,8%.

В годы гражданской войны основные нефтедобывающие районы страны были захвачены иностранными оккупантами. К 1920 г. нефтяная промышленность нашей страны была полностью разрушена. В этот год национализации нефтяной отрасли в стране было добыто всего лишь 3,8 млн. т нефти — в 16 раз меньше, чем в тот же год было добыто в США. Удельный вес России в мировой добыче нефти снизился с 16,8% (1913 г.) до 4%. По размерам добычи нефти Россия в 1920 г. была отброшена к уровню 1883 г. Нефтяные залежи были обводнены. Большинство скважин бездействовало. В середине 1920 г. в извлеченной из скважин жидкости вода составляла от 70 до 84%.

В эти тяжелые годы молодая Советская республика начала восстанавливать разрушенную нефтяную промышленность. Были начаты поиски нефти вне старого Бакинского района. В 1923 г. поисково-разведочные работы были возобновлены в Эмбенском районе. Героическими усилиями советских нефтяников под руководством Коммунистической партии и Советского правительства добыча нефти в нашей стране в 1927 г. была доведена до уровня 1913 г. — 10,2 млн. т.

К концу первого пятилетия (1928—1932 гг.) добыча нефти в СССР уже достигла 21,4 млн. т; среднегодовой темп роста добычи составил 4,6%. В 1928 г. Советский Союз по размерам добычи нефти занял третье место, а в 1932 г. оставил позади Венесуэлу и вышел на второе место в мире и первое в Европе. В 1932 г. удельный вес СССР в мировой добыче нефти составил 12% (4% было в 1921 г. и 6,7% — 1929 г.). В 1940 г. добыча нефти в СССР составила 31,1 млн. т, т. е. увеличилась в 3 раза относительно 1913 г. Это была большая победа советского народа.

Однако темпы добычи нефти в стране были недостаточными. Бурно развивавшееся народное хозяйство СССР требовало бо́льшего количества нефти.

---

[1] «Плановое хозяйство», 1976, № 9, с. 5.

XVIII съезд ВКП(б) (1939 г.) принял решение создать в восточных районах страны новую нефтяную базу — «Второе Баку». К началу Великой Отечественной войны в этом районе уже находились в эксплуатации Ишимбайское, Туймазинское, Краснокамское, Северо-Каменское, Полазненское, Яблоновый Овраг, Сызранское, Бугурусланское и другие месторождения нефти. Но добыча нефти на всех этих месторождениях была незначительной. В 1940 г. она составила лишь 1,8 млн. т.

В годы войны нефтяной промышленности Советского Союза был нанесен огромный ущерб. В 1943 г. добыча нефти снизилась до 18 млн. т, или на 40% по сравнению с 1940 г. В послевоенные годы Коммунистическая партия и Советское правительство приняли энергичные меры к восстановлению и развитию народного хозяйства страны.

Среднегодовой прирост добычи нефти в первом послевоенном пятилетии (1946—1950 гг.) составил 11,1%. В 1950 г. добыча нефти достигла 37,9 млн. т. Во втором послевоенном пятилетии (1951—1955 гг.) добыча нефти увеличивалась в еще большем темпе. В 1955 г. она составила 70,8 млн. т.

В послевоенные годы возрос объем поисково-разведочного бурения. Открытие новых месторождений следовало одно за другим. Так, в первом послевоенном пятилетии в СССР было открыто 122 нефтяных месторождения и 40 новых залежей на уже разрабатываемых площадях; в том числе месторождение «Нефтяные камни» в Каспийском море.

Во втором послевоенном пятилетии (1951—1955 гг.) было открыто 89 нефтяных месторождений и 164 новые залежи на старых площадях; в том числе такие месторождения, как Ромашкинское. За последующее пятилетие (1956—1960 гг.) в СССР было открыто более 400 нефтяных месторождений. К этому времени относится выявление нефтеносности Западно-Сибирской равнины. В пределах этого региона эксплуатируются такие месторождения, как Самотлорское, Усть-Балыкское, Мегионское, Соснинско-Советское, Мамонтовское, Правдинское и др.

С каждым годом в СССР увеличивался объем поисково-разведочного бурения, улучшались и технико-экономические показатели буровых работ. Значительно возросли коммерческая скорость в эксплуатационном и разведочном бурении и производительное время работы буровых станков.

Обобщающим итогом работы в нефтедобывающей промышленности Советского Союза являются размеры добычи нефти (в млн. т):

1920 г.	1930 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
3,8	18,5	31,1	37,9	147,0	353	491 *

* Включая газовый конденсат.

Рост добычи нефти по пятилетиям (в млн. т) наглядно виден из следующих цифр:

1946—1950 гг.	1951—1955 гг.	1956—1960 гг.	1961—1965 гг.	1966—1970 гг.	1971—1975 гг.
148,1	271,4	571,5	1020,0	1532,2	2119,1

Среднегодовой прирост добычи нефти в 1966—1970 гг. составил 22 млн. т, а в 1971—1975 гг. — 29,6 млн. т. В то же время в США среднегодовой прирост добычи нефти составлял (в млн. т): 1930 г. — 6,1, 1940 г. — 6,2, 1950 г. — 7, 1960 г. — 8,6, 1970 г. — 0,8 и 1973 г. — 1,2.

В десятом пятилетии добыча нефти в СССР будет увеличиваться. Решениями XXV съезда КПСС предусматривается довести в 1980 г. добычу нефти, включая газовый конденсат до 620—640 млн. т.

В период 1946—1970 гг. размеры добычи нефти опережали темпы ввода в разработку новых нефтяных месторождений. Так, в 1970 г. количество нефтяных месторождений, находившихся в эксплуатации, увеличилось с 1946 г. в 4,4 раза, а размер добычи нефти в 15 раз.

Техника и технология разработки нефтяных месторождений совершенствовались с каждым пятилетием. Так, в период первого послевоенного пятилетия (1946—1950 гг.) добыча нефти из пластов с применением различных методов повышения нефтеотдачи составляла лишь 20,6 млн. т, или 13,8% от общесоюзной добычи нефти, а в период 1966—1970 гг., она возросла до 1096,6 млн. т, или 71,5%.

В настоящее время все нефтяные и газовые месторождения в Советском Союзе разрабатываются на основе современных научных методов. Широко применяются законтурное и внутриконтурное заводнение. Такой способ разработки в 3—4 раза сокращает сроки эксплуатации нефтяных залежей при уменьшении числа скважин в несколько раз.

Широкое применение методов поддержания пластового давления привело к значительному увеличению числа фонтанных скважин. В 1956 г. их было 2699, в 1965 г. — 7650, в 1969 г. — 8277 и в 1975 г. — 8359.

К числу достижений нефтедобывающей промышленности СССР следует также отнести автоматизацию производственных процессов в нефтедобыче. К концу 1975 г. в стране было автоматизировано 137 нефтяных промыслов (из них за период 1971—1975 гг. — 130 промыслов).

В Решениях XXV съезда КПСС предусматривается «...продолжить техническое перевооружение отрасли, комплексную автоматизацию технологических процессов и внедрение автоматизированных систем управления на нефтяных промыслах, довести к концу пятилетки добычу нефти на этих промыслах не менее чем до 85% объема ее добычи.

Повысить эффективность буровых работ. Сократить на 25—30% сроки строительства скважин за счет увеличения скоростей бурения, внедрения буровых установок универсальной монтажеспособности, новых типов долот, забойных двигателей, промывочных жидкостей, высокопрочных обсадных и бурильных труб, а также за счет улучшения организации работ и применения прогрессивных методов освоения скважин». [1]

В послевоенные годы во всем мире активизировались работы по поискам и освоению морских нефтяных и газовых месторождений.

В дореволюционной России была предпринята попытка разрабатывать морские нефтяные залежи, но добычу нефти на этих залежах так и не удалось наладить.

В годы Советской власти техника и технология добычи нефти с морских месторождений непрерывно совершенствовалась. В 1923 г. с морских месторождений Каспия были добыты первые 3,5 тыс. т нефти. В 1969 г. в Баку на море было добыто уже 12 млн. т нефти, или более 60% общей добычи ее в этом

---

[1] Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, с. 177—178.

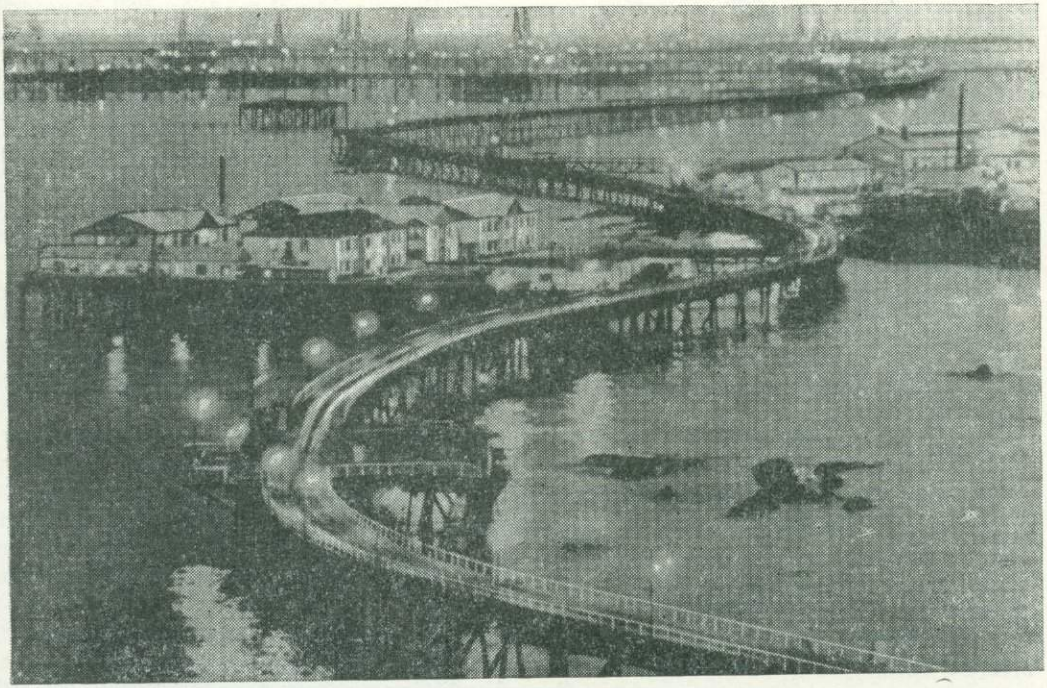


РИС. 4. МОРСКОЙ ПРОМЫСЕЛ «НЕФТЯНЫЕ КАМНИ»

районе. За сравнительно короткое время на Каспии были созданы морские промыслы: Нефтяные Камни (рис. 4), о. Жилой, Гюргяны и др. Освоены новые конструкции эстакад на базе сборных железобетонных элементов. Сооружены глубоководные эстакады с пролетами до 50 м.

1974 г. ознаменовался новым достижением в технике морской добычи нефти — была изготовлена плавучая буровая установка «Баку» [1]. Это первый отечественный передвижной стальной островок, предназначенный для бурения скважин глубиной до 6000 м при глубине моря до 60 м. На этой плавучей буровой установке одновременно могут жить 50 человек. Все трудоемкие процессы в бурении автоматизированы.

В Советском Союзе за короткий срок достигнуто более рациональное размещение нефтедобычи. В год национализации нефтяной отрасли (1920 г.) 97% нефти добывалось на Кавказе и в Закавказье. После национализации отрасли добыча нефти по районам СССР постепенно изменялась следующим образом (в %): [2]

	1913 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.
РСФСР	12,6	22,6	48,0	80,4	82,3	80,7
Куйбышевская обл.	—	0,7	9,3	15,1	13,8	10,0
Башкирская АССР	—	4,6	14,9	17,1	16,7	11,7

[1] «Нефтяник», 1976, № 4, с. 21—22.

[2] И. Я. Вайнер. Экономика нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности. М., «Недра», 1972, с. 19.

Татарская АССР	—	—	2,3	31,3	32,8	28,8
Пермская обл.	—	0,5	0,8	1,5	4,0	4,6
Оренбургская обл.	—	0,1	0,6	0,9	1,1	2,1
Волгоградская обл.	—	—	—	3,2	2,4	2,0
Северный Кавказ	12,6	14,8	16,0	8,2	8,5	9,7
в т. ч. Чечено-Ингушская АССР	11,7	7,2	6,4	2,2	3,7	5,8
Коми АССР	—	0,2	1,4	0,5	0,9	1,6
Западная Сибирь	—	—	—	—	—	9,0
Украинская ССР	10,2	1,1	0,8	1,5	3,1	3,8
Белорусская ССР	—	—	—	—	0,15	1,2
Казахская ССР	1,1	2,2	2,8	1,1	0,8	3,7
Азербайджанская ССР	74,6	71,4	39,2	12,1	8,9	5,7
Узбекская ССР	0,1	0,4	3,1	1,1	0,7	0,5
Туркменская ССР	0,12	1,9	5,3	3,6	4,0	4,1

Как показывают данные, размещение добычи нефти в стране изменилось коренным образом.

На XXV съезде КПСС Л. И. Брежнев в Отчетном докладе отметил, что в годы девятой пятилетки наша страна с большим размахом решала важную проблему, «— это обеспечение потребностей страны в топливе, энергии, металле и сырье. Эта проблема стоит перед нами не из-за физической нехватки природных ресурсов, а потому что ограничены их запасы в обжитых, близких к промышленным центрам районах. За нефтью, газом, углем, рудой мы идем теперь все дальше на восток и на север» [1].

Советский Союз не только покрывает свои потребности в нефти, но и оказывает большую помощь в развитии нефтяной промышленности социалистическим и развивающимся странам. «Советский Союз заинтересован в том, чтобы его сотрудничество с развивающимися странами носило характер прочного и взаимовыгодного разделения труда. Этим целям отвечают заключенные в последние годы договоры и соглашения об экономическом сотрудничестве на длительную перспективу с целым рядом стран Азии, Африки и Латинской Америки». [2]

Экспорт нефти и нефтепродуктов из СССР составил (в млн. т) [3]: в 1973 г. — 118,3, в 1974 г. — 116,2 и в 1975 г. — 130,2 млн. т.

На основе межправительственных соглашений СССР оказывает техническую помощь в становлении и развитии национальной нефтяной промышленности: Индии, Алжиру, Сирии, Ираку, Ливии, Аргентине, Бразилии и другим странам.

В Индии советские нефтяники выявили более 150 благоприятных структур и обнаружили несколько нефтяных и газовых месторождений. С помощью советских специалистов создано и эксплуатируется нефтяное месторождение Индии — Анклешвар, налажено поисково-разведочное бурение морских скважин в Камбейском заливе.

С помощью советских специалистов в Алжире открыто несколько десятков нефтяных месторождений, которые уже вступили в эксплуатацию, в Сирии эксплуатируются основные нефтяные месторождения страны — Суэдия, Карачок,

---

[1] Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, с. 37.

[2] Там же, с. 135.

[3] «Внешняя торговля», 1975, № 6, с. 53.

Румелан, Дерик, Джебиси и др. Ираку Советский Союз оказал помощь в организации поисково-разведочных работ.

По данным Б. В. Рачкова, к 1975 г. из общего объема советской экономической и научно-технической помощи развивающимся странам около 32% приходилось на Алжир, Иран, Ирак, Ливию и Нигерию. Советский Союз построил около 150 промышленных предприятий, из которых более 70% к 1975 г. были сданы в эксплуатацию, в том числе топливно-энергетические объекты — нефтяные промыслы, нефтеперерабатывающие заводы, нефтепроводы, газопроводы и т. д. [1]

Нефтяной транспорт. Восстановление и дальнейшее развитие нефтяной промышленности после победы Великой Октябрьской социалистической революции было невозможно без развитой системы нефтяного транспорта. Возрастающее потребление нефтепродуктов в стране и их экспорт диктовали необходимость создания не только развитого, но и экономичного нефтяного транспорта.

В дореволюционной России нефтяной транспорт был немногочисленным и отсталым по техническому оснащению. Развитие некоторых нефтяных районов страны (особенно Грозненского и Урало-Эмбенского) тормозилось весьма ограниченными возможностями вывоза нефти и нефтепродуктов. Для доставки нефти и нефтепродуктов из Баку пользовались главным образом водным путем: Каспийское море — Волга (с притоками Камой и Окой) — Мариинская водная система — Нева. В 1913 г. 80% нефтепродуктов было вывезено из Баку морем и 20% — по Закавказской железной дороге. Водные системы были плохо приспособлены для перевозки нефтяных грузов. Достаточно сказать, что из 168 тыс. верст речной сети европейской части страны для пароходного сообщения было пригодно лишь 29 тыс. верст. Волжские нефтеналивные баржи могли проходить с полным грузом лишь от Нижнего Новгорода до Рыбинска и по Оке до Рязани только первым рейсом, при весеннем паводке, остальное время года они загружались не на полную грузоподъемность. Шлюзы Мариинской, Вышневолоцкой и Тихвинской систем могли пропускать лишь небольшие суда. Из-за мелководья не могли подходить к Астрахани морские нефтеналивные суда, они останавливались на рейде на расстоянии 150 км от города. Здесь происходила вторичная перегрузка в речные баржи. Высокая стоимость перевозок отрицательно влияла на развитие нефтяной промышленности.

Не в лучшем положении находился и железнодорожный нефтеналивной транспорт. Не хватало цистерн для нефтяных грузов. Еще задолго до 1914 г. в царской России был установлен лимит на цистерны для вывозки готовых нефтепродуктов.

Строительство трубопроводов в царской России встречало сопротивление влиятельных кругов. Царская Россия имела всего лишь продуктопровод Баку — Батум диаметром 8″ (203 мм), протяженностью 883 км и небольшие нефтепроводы: Петровск (Махачкала) — Грозный диаметром 8″ протяженностью 102 км. Пропускная способность каждого из них не превышала 700—900 тыс. т в год.

К моменту национализации нефтяной промышленности все это небольшое хозяйство было в состоянии разрухи. Рейдовый наливной флот в Баку в 1921 г.

---

[1] «Экономическая газета», 14/IV 1976 г.

состоял из 52 паротеплоходов, из них только 32 были пригодны к перевозке нефтяных грузов. Бо́льшая часть речного наливного флота бездействовала, требовала ремонта, для выполнения которого не было ни материалов, ни специалистов. После национализации нефтяной промышленности началось восстановление нефтяного транспорта.

Бурное развитие народного хозяйства СССР вызвало резкое увеличение потребления нефтепродуктов. В годы довоенных пятилеток потребление нефтепродуктов в стране составило (в млн. т):

1923 г.	1925 г.	1928 г.	1932 г.	1937 г.	1940 г.
3,6	4,7	7,1	14,4	21,2	24,6

Таким образом, потребление нефтепродуктов в 1940 г. увеличилось по сравнению с 1923 г. более чем в 6 раз. Для таких темпов роста потребления был необходим хорошо организованный нефтяной транспорт. Нефтепродукты требовались и для отдаленных районов страны, где потребление их раньше было на низком уровне.

В тяжелые годы Великой Отечественной войны советский народ справился с тяжелой задачей обеспечения фронта необходимым количеством нефтепродуктов. В короткие сроки были организованы новые мощные нефтебазы и новые пути перевозки нефтепродуктов (через Среднюю Азию и Казахстан). Были созданы специальные замкнутые маршруты («вертушки») для доставки нефтепродуктов предприятиям оборонного значения и сельскому хозяйству, не говоря уже о непосредственном важнейшем потребителе — фронте боевых действий. В исключительно короткий срок в 1943 г. был демонтирован 254-миллиметровый нефтепровод Баку — Батуми и уложен по новой трассе Астрахань — Саратов для перекачки светлых нефтепродуктов.

В ходе войны потребление горючего увеличивалось с каждым годом. Тогда советские нефтяники по указанию Коммунистической партии и Советского правительства усилили добычу нефти на Урале и полностью обеспечили армию горючим.

После победоносного окончания войны в связи с ростом добычи нефти в Урало-Поволжье, Западной Сибири и других районах страны началось строительство магистральных нефтепроводов. Протяженность их по годам увеличивалась следующим образом (в тыс. км):

1917 г.	1940 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
1,12	4,1	10,4	17,3	27,6	31,6	46,8

За годы Советской власти в нашей стране построены мощные по производительности и большие по протяженности нефтепроводы. В настоящее время бо́льшая часть нефти в СССР транспортируется по трубопроводам. В 1965 г. по магистральным трубопроводам страны было перекачано 205 млн. т, в 1970 г. — 314 и в 1975 г. 458 млн. т нефти.

Строительство нефтепроводов в Советском Союзе особенно усилилось в связи с освоением новых нефтяных районов Западной Сибири и Западного Казахстана. Нефть месторождений Мангышлака транспортируется по нефтепроводу диаметром 529 мм от месторождения Узень до г. Шевченко и по нефтепроводу диаметром 1020 мм от Узени до Гурьева.

Темпы роста нефтедобычи в Тюменской области увеличились после сооружения нефтепроводов Шаим — Тюмень и Усть-Балык — Омск и участка

нефтепровода Нижневартовск — Усть-Балык. Новые нефтепроводы в Западной Сибири предназначены для перекачки нефти в восточные районы страны.

В 1973 г. вступил в эксплуатацию нефтепровод Самотлор — Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск протяженностью 2119 км, диаметром 1220 и 1020 мм. По этому нефтепроводу нефть Западной Сибири поступает на нефтеперерабатывающие заводы Поволжья и Татарии.

В 1974 г. вступил в эксплуатацию нефтепровод Куйбышев — Тихорецк протяженностью 1520 км, диаметром 820 мм. Этот нефтепровод — продолжение построенного в 1973 г. нефтепровода Самотлор — Альметьевск. Всего за девятое пятилетие в Советском Союзе построено 18 533 км магистральных нефтепроводов.

В Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 гг. предусматривается дальнейшее развитие трубопроводного транспорта. Намечается «...ввести в эксплуатацию за пятилетие примерно 15 тыс. км нефтепроводов и не менее 3,5 тыс. км нефтепродуктопроводов. Обеспечить создание и внедрение на основных магистральных трубопроводах автоматизированных систем управления технологическими процессами [1]».

Коренные изменения произошли и в нефтеналивном железнодорожном транспорте. Если в первые годы национализации нефтяной промышленности в СССР применялись железнодорожные цистерны емкостью до 25 т, то в настоящее время большинство их имеет емкость 50—60 т.

Заново создан водный нефтеналивной транспорт. Вместо малоемких танкеров с маломощными двигателями в настоящее время используются танкеры грузоподъемностью около 45 тыс. т с двигателями мощностью 19 тыс. л. с. В Советском Союзе построен первый отечественный танкер «Крым» грузоподъемностью 150 тыс. т. Его длина 96 м, ширина 45 м, осадка 17 м, скорость 17 узлов в час, мощность главной турбины 30 тыс. л. с. Создается новый советский танкер водоизмещением около 370 тыс. т.

Нефтеперерабатывающая промышленность. В дореволюционной России существовал большой разрыв между количеством добываемой и перерабатываемой нефти. Так, в 1913 г. в России было добыто 10,2 млн. т нефти, а переработано лишь 5,7 млн. т, остальная нефть была использована в качестве котельного топлива.

С 1927 г. началась техническая реконструкция заводов. В Баку, Грозном, Туапсе и Батуме началось строительство атмосферных и атмосферно-вакуумных трубчатых установок. Возросла мощность нефтеперерабатывающих заводов. К 1930 г. количество переработанной нефти в стране достигло 16,1 млн. т, что составляет около 90% добытой нефти. В начале 30-х годов началось применение термического крекинга нефти — для того времени передового технологического процесса в мировой практике нефтепереработки.

Первые импортные крекинг-установки английской фирмы «Виккерс» работали плохо. Не лучшими оказались и американские крекинг-установки фирм «Дженкинс» и «Винклер—Кох». Они были малопроизводительны, а главное, не могли работать на тяжелом сырье. В период 1930—1932 гг. были сооружены 23 крекинг-установки производительностью 2,5 млн. т в год. Между тем в стране увеличивалась добыча тяжелых нефтей. Нужны были крекинг-установки для

[1] Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, с. 209.

переработки такой нефти. В 1935 г. коллектив специалистов Нефтепроекта разработал конструкцию двухпечной крекинг-установки. Первая такая установка была сдана в эксплуатацию в Грозном в 1936 г. Эта отечественная установка имела большие преимущества по сравнению со всеми тогда зарубежными типами крекинг-установок, а главное, она могла работать на тяжелом сырье и производительность ее была на 35—40% больше производительности самой лучшей тогда американской крекинг-установки Винклера—Коха. В те же годы советские специалисты успешно решили вопрос очистки бензина от сернистых соединений.

Новая техника позволила улучшить качество нефтепродуктов. Начался выпуск различных сортов авиационных топлив и масел, отвечающих определенным условиям. Особенно нуждались в таких нефтепродуктах бурно развивающиеся авиация, автомобильная и тракторная промышленность. С 1938 г. началось производство бензинов повышенного качества, с высокими октановыми числами, и масел улучшенных качеств.

За 1928—1937 гг. производственная мощность нефтеперегонных заводов СССР увеличилась с 8,8 млн. до 24,7 млн. т в год.

После того как между Волгой и Уралом была создана новая нефтяная база, нефтеперерабатывающие заводы стали получать с урало-волжских месторождений сернистые и сильно засоленные нефти. Опыта переработки таких нефтей советские нефтяники не имели. Решить эту задачу можно было только путем широкого внедрения новых химических процессов переработки крекинг-газов, которые могли давать сырье для процесса каталитической полимеризации. Были построены газофракционирующие, полимеризационные и гидрогенизационные установки. Было построено несколько установок каталитического алкилирования, вырабатывающих этилбензол — компонент авиационных бензинов, он же служил сырьем для производства синтетического каучука. Успехи нефтепереработки позволили с 1940 г. производить для авиации несколько сортов бензинов прямой гонки с октановым числом от 59 до 78.

В годы Великой Отечественной войны нефтеперерабатывающая промышленность нашей страны понесла тяжелые потери. Часть заводов, расположенных в южных районах страны, была демонтирована и в короткое время перебазирована на Восток. В тяжелых условиях военного времени было увеличено производство нефтепродуктов на действующих заводах. Более того, в военные годы были построены новые заводы, продукция которых полностью обеспечивала фронт горючими и смазочными материалами. В годы Великой Отечественной войны в Советском Союзе были также построены первые установки каталитического крекинга со стационарным слоем катализатора.

В связи с широким внедрением процессов каталитического крекинга и особенно каталитического риформинга повысилось октановое число бензинов.

В 50-х годах развернулось строительство новых установок на Новоуфимском, Омском и Новокуйбышевском заводах. Была сдана в эксплуатацию третья очередь Красноводского завода и закончено восстановление Херсонского и Туапсинского заводов. Увеличились мощности ряда нефтеперерабатывающих заводов. В послевоенные годы в более широких масштабах осуществлялось строительство установок каталитического крекинга различных конструкций и мощностей с применением различных катализаторов. Внедрен в промышленность новый технологический процесс, разра-

ботанный советскими учеными, — процесс каталитической ароматизации на платиновом катализаторе.

В 1950 г. почти три четверти добываемых в СССР нефтей были малосернистыми, а в настоящее время на долю сернистых и высокосернистых нефтей приходится около 70%. Это положение в значительной степени осложняет работу нефтеперерабатывающей промышленности и ставит перед ней новые задачи. В последние годы начал применяться процесс гидроочистки, способствующий снижению содержания серы и смолы в бензине, керосине и дизельном топливе.

За восьмое пятилетие (1966—1970 гг.) мощности гидроочистных установок в нефтеперерабатывающей промышленности увеличились в несколько раз. На базе процесса гидроочистки организовано производство дешевой элементарной серы и серной кислоты. Освоен и нашел применение процесс деасфальтизации масел при помощи жидкого пропана. Это создало возможность организовать производство многих сортов смазочных масел из сернистого сырья.

Важным достижением советской нефтеперерабатывающей промышленности является сооружение в последние годы технологических установок большой мощности (3—6 млн. т и более в год) и с комплексом комбинированных установок. В районах большого потребления нефтепродуктов мощность заводов теперь определяется в 12—18 млн. т в год. Эти заводы включают все основные технологические процессы: первичную перегонку, каталитический крекинг, коксование, газофракционирование, платформинг, термический риформинг и др. Основные технологические процессы автоматизированы. Объем переработки нефти за 1960—1970 гг. увеличился более чем в 2 раза, а за 1971—1975 гг. — в 1,4 раза.

В годы девятого пятилетия (1971—1975 гг.) построены новые мощные установки на ряде нефтеперерабатывающих заводов. Значительно возросла мощность нефтепереработки в результате строительства новых заводов. За девятое пятилетие увеличилось производство высокооктановых бензинов, малосернистого дизельного топлива, сжиженных газов и других нефтепродуктов. Расширены производство низкозастывающих моторных масел и строительство установок вторичных процессов. Получили дальнейшее развитие более совершенные технологические процессы — изомеризации и каталитического риформинга, увеличились мощности производства новых видов присадок, которые позволяют значительно улучшать качество наиболее широко применяемых нефтепродуктов.

В период 1971—1976 гг. вступил в строй ряд мощных установок по первичной переработке нефти, что позволило не только значительно повысить производительность труда, но и снизить удельные капиталовложения на строительство новых установок. В настоящее время началось внедрение новых технологических установок по первичной переработке нефти мощностью 12 млн. т в год, установок каталитического риформинга мощностью 600 тыс. т и гидроочистки топлив 2 млн. т в год. Советскими нефтепереработчиками создана первая комбинированная установка [1], объединяющая несколько процессов: электробессоливание нефти, атмосферную перегонку и каталитический риформинг прямогонного бензина. Эта установка вырабатывает не полуфабрикат, а готовую

[1] «Нефтяник», 1976, № 4, с. 20—21.

товарную продукцию. Одна из таких установок уже сдана в эксплуатацию. Подобные установки позволяют более чем в 2,5 раза снизить металлоемкость, на 24% сократить капиталовложения и в 2 раза увеличить производительность труда.

Основные показатели нефтепереработки за 1965—1975 гг. свидетельствуют об успехах этой отрасли (в %):

	1965 г	1970 г.	1975 г.
Первичная переработка нефти	100	144	201,8
Производство дизельного топлива	100	135,5	170,8
Производство нефтебитума	100	134,8	231
Производство топочного мазута	100	158,2	219

За девятое пятилетие производство автомобильного бензина увеличилось более чем на 30%, а наиболее ходового бензина А-72 более чем в 2 раза, дизельного топлива более чем на 25%, кокса — в 2,7 раза, смазочных масел — более чем в 2,5 раза.

При полной обеспеченности отечественными нефтяными ресурсами Советский Союз при переработке нефти в целевые продукты исходит из особенностей ассортимента потребляемых нефтепродуктов. Так, в европейской части страны находятся нефтеперерабатывающие заводы по топливной схеме, вырабатывающие больше котельного топлива — мазута и, наоборот в районах, обеспеченных местными энергетическими ресурсами (углем, газом и др.), сооружаются заводы по схеме, рассчитанной на большее производство светлых нефтепродуктов — бензина, дизельного топлива и др.

Решения XXV съезда КПСС предусматривают увеличение объема первичной переработки нефти на 25—30%. В десятом пятилетии (1976—1980 гг.) будет продолжаться совершенствование технологических процессов нефтепереработки и улучшение качества целевых нефтепродуктов. Будут приняты меры к увеличению извлечения из нефти большего количества моторного топлива. Большая часть дизельного топлива в 1980 г. будет вырабатываться с содержанием серы в количестве 0,2%. Значительно улучшится структура технологических процессов. Фондовооруженность в нефтепереработке за десятое пятилетие возрастет на 38%, а производительность труда — на 39—41%.

Важным достижением нефтеперерабатывающей промышленности Советского Союза является также коренное изменение ее размещения. В дореволюционной России и длительное время после победы Октябрьской социалистической революции нефтеперерабатывающая промышленность в основном была сосредоточена в Баку и Грозном. В настоящее время она размещается в центральных районах, Поволжье, Западной Сибири, Средней Азии, на Украине, Урале и в других районах. Рациональное размещение нефтеперерабатывающих заводов привело к сокращению перевозок нефтепродуктов.

После национализации нефтяной промышленности еще в процессе восстановления нефтеперерабатывающих заводов советские нефтепродукты получили высокую оценку на мировом нефтяном рынке.

Газ

В дореволюционной России не было промышленной добычи газа. Поисково-разведочных работ на газ не велось. Попутный нефтяной газ сжигался в факелах.

После победы Октябрьской социалистической революции наша страна еще не располагала необходимыми ресурсами для развития газовой промышленности. Поэтому добыча газа в стране в 1924—1925 гг. находилась на уровне 127 млн. м³ в год.

В годы довоенных пятилеток (1928—1940 гг.) добыча газа в СССР намного возросла, но объемы ее были незначительными (в млн. м³): 1928 г. — 304, 1932 г. — 1040, 1937 г. — 2178,9.

Около 80% газа добывалось в Азербайджане. По объему производства газовая промышленность значительно отставала от бурного развития других ведущих отраслей народного хозяйства.

Накануне Великой Отечественной войны и в годы ее в Советском Союзе были открыты газовые месторождения — в Саратовской области, в Бугурусланском районе Оренбургской области. Затем залежи природного газа были обнаружены в Волгоградской области, в восточных районах Украины, Западной Сибири, Средней Азии и на Северном Кавказе. Бурное развитие газовой промышленности в СССР началось после 1956 г., когда газовая промышленность стала самостоятельной отраслью народного хозяйства.

Широкий размах приобрели поисково-разведочные работы на газ. Открытие новых газовых месторождений следовало одно за другим и в разных районах страны.

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне первое газовое месторождение Березовское было обнаружено в 1960 г. Затем были открыты такие месторождения, как Уренгойское, Заполярное, Губкинское, Медвежье, Комсомольское, Ямбургское и др.

В Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне основным является Оренбургское газовое месторождение, открытое в 1966 г. В Днепровско-Донецком нефтегазоносном бассейне основные газовые месторождения — Шебелинское и Ефремовское. В Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне основное газовое месторождение — Вуктыльское. На территории Каракумского нефтегазоносного бассейна открыто несколько десятков газовых, нефтегазовых и конденсатногазовых месторождений. Основные из них: Газли, Ачак, Шатлык, Саман-Тепе. Шатлыкское конденсатное газовое месторождение введено в эксплуатацию в 1974 г. Оно дает в сутки 35 млн. м³ газа. Газ этого месторождения поступает в газотранспортную систему Средняя Азия — Центр. В Предверхоянско-Вилюйском нефтегазоносном бассейне основным газоконденсатным месторождением является Средневилюйское, открытое в 1963 г. В 1975 г. в низовьях р. Вилюй открыто восемь газовых и конденсатногазовых месторождений с запасами около 200 млрд. м³ газа. На территории Ставропольского межбассейнового поднятия расположено основное газовое месторождение Предкавказья — Северо-Ставропольско-Пелагиадинское.

К началу 1975 г. разведанные запасы [1] газа составляли 23742,2 млрд. м³.

За 1965—1975 гг. коренным образом изменилось размещение запасов газа. В 1965 г. на Западную Сибирь приходилось лишь 10% разведанных запасов газа, а в последующие годы запасы газа в Средней Азии и Казахстане увеличились в 3 раза. В настоящее время на Европейскую часть Советского Союза приходится только около 20% разведанных запасов газа.

[1] «Экономика, организация и управление в газовой промышленности». М., ВНИИЭгазпром, 1977, с. 5.

Рост добычи природного и попутного газа в нашей стране характеризуется следующими цифрами (в млрд. $м^3$):

1940 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
3,2	3,2	5,7	8,9	45,3	127,6	198	289

В решениях XXV съезда КПСС предусматривается добыча газа в 1980 г. 400—435 млрд. $м^3$.

По размерам добычи газа в СССР первое место занимает РСФСР, второе место — Украина и третье — Узбекистан.

С конца 60-х годов в Советском Союзе началось интенсивное строительство магистральных газопроводов. В 1946 г. вступил в эксплуатацию газопровод Саратов — Москва протяженностью 800 км диаметром 325 мм. Затем были построены магистральные газопроводы Дашава — Киев, Ставрополь — Москва, Ставрополь — Грозный, Ростов — Таганрог, Донецк — Шебелинка — Белгород — Брянск, Миннибаево — Казань — Горький, Средняя Азия — Центр, Туймазы — Уфа, Краснодарский край — Ростов-Дон, Луганск — Серпухов — Ленинград, Минводы — Грозный, Орджоникидзе — Тбилиси, Таганрог — Славянск, Дашава — Минск — Вильнюс — Рига, Бухара — Урал, Тюмень — Игрим — Серов, газопровод СССР — Чехословакия — ГДР — Польша — Венгрия и др.

В 1974 г. сдан в эксплуатацию газопровод Сибирь — Москва протяженностью около 3000 км. Строительство этого газопровода положило начало промышленному освоению газа Сибири.

Полностью удовлетворяя потребности страны в газе, СССР экспортирует газ в другие страны. В 1974 г. закончилось строительство международного транзитного газопровода Советский Союз — Чехословакия — Австрия — Италия. Трасса этого газопровода пересекает более 240 различных водных препятствий. В настоящее время СССР поставляет газ в ГДР, Финляндию, Польшу, Чехословакию, Австрию, Италию, Венгрию и ФРГ.

О бурном развитии сети магистральных газопроводов в Советском Союзе дают представления следующие данные (в тыс. км):

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
0,325	2,2	20,9	42,3	67,5	Более 90

В решениях XXV съезда КПСС предусматривается ввести в действие примерно 35 тыс. км газопроводов.

Наличие широкой сети магистральных газопроводов (рис. 5) позволило передавать газ на большие расстояния. Так, в 1960 г. средняя дальность передачи газа в СССР составляла 607 км, в 1970 г. — 917 км и в 1975 г. — 1294 км.

Важно отметить, что в Советском Союзе успешно освоено сооружение газопроводов больших диаметров. В настоящее время строятся газопроводы из труб диаметрами 1220 и 1420 мм. В решениях XXV съезда КПСС предусматривается строительство магистральных газопроводов из труб диаметром 1420 мм, повышение эффективности эксплуатации газопроводов за счет осуществления организационно-технических мероприятий, увеличения количества и мощности компрессорных станций.

В период 1976—1980 гг. будут построены крупные газопроводы Нижневартовск — Кузбасс длиной 1147 км. Будет увеличена мощность газопровода «Дружба».

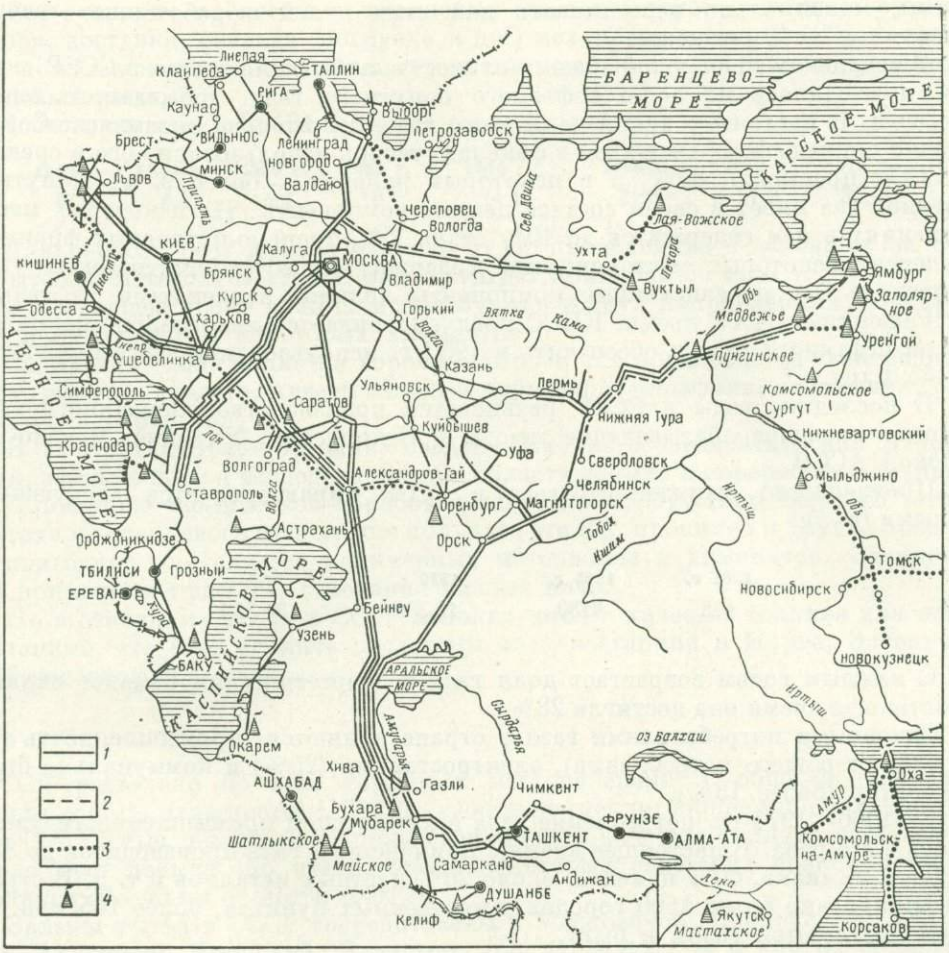


РИС. 5. ГАЗОВЫЕ МАГИСТРАЛИ СССР

1 — действующие; *2* — строящиеся; *3* — проектируемые; *4* — газовые месторождения

В текущем пятилетии войдет в эксплуатацию новая газовая магистраль Оренбург — Западная граница СССР производительностью до 100 млн. м³ в сутки и протяженностью 2750 км [1].

Потребление газа в народном хозяйстве носит сезонный характер. В целях поддержания ритмичной работы газовых промыслов и магистральных газопроводов создаются подземные хранилища газа в районах большого потребления газа. Первое подземное хранилище газа в СССР было построено в 1958 г.

В Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 гг. предусматривается «... продолжить строительство подземных газохранилищ, главным образом в наиболее топливопотребляющих районах

[1] «Правда», 2/V 1976 г.

страны, максимально использовать для этих целей выработанные газовые и нефтяные месторождения[1]».

В недалеком прошлом в общем количестве добываемого газа в СССР около 30% приходилось на долю нефтяного попутного газа, добываемого вместе с нефтью. В настоящее время доля этого газа значительно снизилась. Совсем недавно попутный газ сжигался в факелах, теперь использование его в среднем по СССР превысило 80%, а в некоторых районах — более 95%. Попутный нефтяной газ имеет в своем составе ценные компоненты. На некоторых месторождениях в нем содержится до 10% этана, 5% пропано-бутановых фракций. Конденсат некоторых месторождений содержит до 40% ароматических углеводородов. Все перечисленные компоненты должны извлекаться из газа.

Решениями XXV съезда КПСС предусматривается значительно сократить потери нефтяного газа и обеспечить в 1980 г. использование его в количестве 43—45 млрд. м³.

В последние годы в СССР развивается производство сжиженного газа. Строятся газоперерабатывающие заводы в Белоруссии, Украине, Чечено-Ингушской АССР.

Производство сжиженного газа в СССР характеризуется следующими данными (в т):

1961 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
418	4130	18 300	31 300

С каждым годом возрастает доля газа в энергетическом балансе страны. В настоящее время она достигла 28%.

Основными потребителями газа в стране являются: промышленность (более 58% от общего потребления), электростанции (25%) и коммунально-бытовой сектор (более 13%).

За 1966—1975 гг. потребление газа в химической промышленности увеличилось в 3,3 раза. В настоящее время с применением газа производится до 85% чугуна и аммиака, 60% цемента, около 20% цветных металлов и т. д. В стране газифицировано более 1500 городов и населенных пунктов, более 165 млн. человек пользуются газом в быту.

Сланцы

Геологические запасы сланцев в СССР оцениваются в 156 млрд. т, разведанные в 16,2 млрд. т.

В Советском Союзе известно более 30 месторождений горючих сланцев, из которых эксплуатируются лишь три месторождения: Эстонское, Ленинградское и Кашпирское (район Сызрани). Доля эстонских сланцев в общей добыче их составляет примерно 75%.

Техническое перевооружение сланцевой промышленности позволило Советскому Союзу с экономической целесообразностью применять этот вид энергоносителя в районах его добычи.

---

[1] Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, с. 178.

Все основные процессы на сланцевых шахтах (зарубка, отбойка, бурение шпуров, доставка, откатка, погрузка и др.) механизированы. В 1975 г. завершена комплексная механизация и автоматизация работ в подземном транспорте сланцевых шахт.

Добыча сланцев в СССР показана ниже (в млн. т):

1940 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
1,7	1,4	4,7	10,7	14,1	21,3	27,9	32,0

Дальнейший рост добычи сланцев будет происходить в основном за счет открытой добычи их. В 1980 г. она достигнет примерно 59 млн. т.

В настоящее время сланцы используются в двух направлениях: в энергетике и производстве некоторых химикатов.

Сланцевая смола является хорошим сырьем для производства электродного кокса, моющих средств, клеевых смол и дубителей, парафина, нафталина, растворителей и бензина.

В г. Кохтла-Ярве (Эстония) создана Научно-исследовательская лаборатория, занимающаяся исследованиями в области добычи и переработки сланцев.

С помощью термической обработки сланца в присутствии твердого теплоносителя из сланцевого газа можно получать этилен, пропилен и другие продукты, пригодные для синтеза полимерных материалов и химикатов. Сланцевая зола применяется для известкования кислых почв.

Но в основном сланцы в СССР используются в качестве топлива для электростанций. На базе сланцев построены электростанции в Нарве, Эстонии и Куйбышевской области.

Торф

В СССР разведано 63 тыс. торфяных месторождений с общими запасами 200 млн. т (40% влажности) [1]. Торф — наименее теплотворное минеральное топливо (2—2,5 тыс. ккал/кг). Использование его в качестве топлива экономично вблизи мест добычи (по утверждению некоторых советских специалистов — в радиусе 30—40 км от места добычи).

Залежи торфа в СССР сосредоточены в Московской, Смоленской, Калужской, Рязанской, Брянской, Владимирской, Ярославской и других областях, в Прибалтике, Белоруссии, Западной Сибири, на Камчатке и др.

Несмотря на наличие запасов более высококалорийных видов энергоносителей, добыча торфа в Советском Союзе продолжает увеличиваться с каждым годом (в млн. т):

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.*
33,2	38,7	53,6	57,3	58,1

* Только для энергетических целей.

Лес

Более 80% площади лесов в СССР находятся на Севере и Востоке (Восточная Сибирь и Дальний Восток) — примерно 63%.

[1] «Плановое хозяйство», 1976, № 9, с. 5.

Древесное топливо составляло основу энергетического баланса (60%) дореволюционной России. В настоящее время оно используется лишь для отопления жилищ в районах, удаленных от промышленных центров. Заготовка дров в стране производится в следующих размерах (млн. м³):

1913 г.	1928 г.	1940 г.	1950 г.	1970 г.	1975 г.
36,5	25,7	128,2	108,0	70,9	59,3

Рост добычи всех видов топливно-энергетических ресурсов за годы Советской власти характеризуется следующими данными (в млн. т у. т.) [1]

	1913 г.	1940 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
Нефть	14,7	44,5	27,8	54,2	101,2	211,4	346,4	502,5	701,8
Газ	—	4,4	4,2	7,3	11,4	54,4	149,8	233,5	345,7
Уголь	23,1	140,5	115,0	205,7	310,8	373,1	412,5	432,7	490,4
Торф	0,7	13,6	9,2	14,8	20,8	20,4	17,0	17,7	16,9
Сланцы	—	0,7	0,4	1,3	3,3	4,8	7,4	8,8	11,7
Дрова	9,7	34,2	28,4	27,9	32,4	28,7	33,5	26,6	23,8
Итого	48,2	237,9	185,0	311,2	479,9	692,8	966,6	1221,8	1590,3

Следует отметить, что в дореволюционной России более 98% топливно-энергетических ресурсов добывалось в европейской части страны и только 1,5% — в восточных районах. За годы Советской власти произошли существенные изменения в размещении добычи топлива. В 1965 г. 77% топлива было добыто в европейской части СССР и 23% — в восточных районах. За 1965—1975 гг. добыча топливных ресурсов в восточных районах возросла до 43%, в дальнейшем она увеличится примерно до 65—67% [2].

Чтобы понять, каких успехов достигла топливная промышленность за годы социалистического строительства, необходимо привести следующие данные.

В 1913 г. в царской России на одного жителя приходилось 0,3 т у. т. в год, а в 1975 г. в СССР — 6,7 т у. т. В Советском Союзе производятся только централизованные заготовки топлива. Доля децентрализованных заготовок не имеет практического значения — еще в 1970 г. она составляла менее 1%, а в 1913 г. — 44%.

В дореволюционной России около 62% топливно-энергетических ресурсов расходовалось на отопление жилищ, 2% — на производство электроэнергии, 28% — на выработку механической энергии и около 8% — в печах промышленного типа.

В Советском Союзе первичные источники энергии расходуются более рационально: на производство электроэнергии — около 30%, на выработку механической энергии — 21%, на получение тепла в промышленности — 25% и только около 25% — на отопление жилищ и другие бытовые нужды. Коренным

---

[1] Народное хозяйство СССР в 1975 г. — «Статистика», 1976, с. 239.
[2] «Плановое хозяйство», 1975, № 2, с. 7—19.

образом изменилась и структура добычи топлива (в % в пересчете на условное топливо) [1]:

	Уголь	Нефть	Газ	Торф	Сланцы	Дрова
1913 г.	48,0	30,5	—	1,4	—	20,1
1940 г.	59,1	18,5	1,9	5,7	0,3	14,3
1950 г.	66,1	17,4	2,3	4,8	0,4	9,0
1960 г.	53,9	30,5	7,9	2,9	0,7	4,1
1970 г.	35,4	41,1	19,1	1,5	0,7	2,2
1975 г.	30,0	43,0	20,8			

В 1956 г. XX съезд КПСС принял решение о коренном изменении структуры топливно-энергетического баланса страны. После этого решения нефтяная и газовая промышленность начала развиваться ускоренными темпами. Доля угля в общем потреблении топлива стала сокращаться, а доля нефти и газа увеличиваться.

В девятом пятилетии (1971—1975 гг.) продолжалось дальнейшее повышение удельного веса нефти и газа в общем топливно-энергетическом балансе СССР. В 1975 г. он составил около 64% против 38,4% в 1960 г. На этом этапе повышение доли нефти и газа в общем топливно-энергетическом балансе нашей страны было вполне оправданным. В современных условиях все усилия должны быть направлены на увеличение производства всех видов энергоносителей, при этом следует улучшить степень более рационального использования нефти и газа и экономного расходования всех источников энергии. Как велико значение этой задачи, можно судить по таким данным. В Советском Союзе ежесуточно потребляется сырья, материалов и энергии стоимостью примерно на 1,6 млрд. руб. Каждый процент экономии дает большой эффект [2]. Так, снижение затрат на производство 1 кВт·ч электроэнергии всего лишь на 1 г в масштабах СССР дает экономию в 1 млн. т у. т.

Решения XXV съезда обязывают в десятом пятилетии шире применять наряду с нефтью и газом уголь, сланцы, гидроэнергию и атомную энергию.

В докладе А. Н. Косыгина на XXV съезде КПСС были четко сформулированы задачи десятого пятилетия (1976—1980 гг.) в области энергетики: «В этой пятилетке закладываются основы для того, чтобы в дальнейшем рост нашего энергетического потенциала шел преимущественно за счет гидроэнергии, атомного топлива и дешевых углей. Что касается нефти и газа, то прирост их добычи будет все в большей мере направляться на технологические нужды» [3].

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Задача сплошной электрификации страны была выдвинута В. И. Лениным еще в первые годы существования Советского государства.

Ленинская формулировка *«Коммунизм — это есть Советская власть плюс электрификация всей страны»* стала руководящей идеей в политике Коммунистической партии и Советского правительства.

---

[1] «Плановое хозяйство», 1975, № 4, с. 85.
[2] «Правда», 27/IX 1976 г.
[3] Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, с. 140.

В 1920 г. под руководством В. И. Ленина Государственной комиссией по электрификации России (ГОЭЛРО) был разработан перспективный план строительства электростанций.

Этот план предусматривал развитие народного хозяйства нашей страны на основе электрификации. Он исходил из опережающего роста производства электроэнергии. Так, рост промышленного производства страны за 10—15 лет (по сравнению с 1913 г.) предусматривался примерно в 1,8 раза, а рост мощностей всех электростанций — в 2,5 раза.

План ГОЭЛРО предусматривал сооружение 20 новых тепловых электростанций и 10 гидроэлектростанций с общей выработкой электроэнергии 8,8 млрд. кВт·ч. Уже в 1928 г. выработка электроэнергии в СССР достигла 5 млрд. кВт·ч против 0,5 млрд. кВт·ч в 1920 г. За период 1921—1935 гг. в нашей стране было построено 40 районных электростанций вместо 30 планируемых.

Производство электроэнергии нарастало быстрыми темпами, достигнув в 1940 г. 48,3 млрд. кВт·ч. После окончания второй мировой войны размах строительства электростанций стал еще бóльшим.

К началу девятой пятилетки установленная мощность всех электростанций Советского Союза достигла 166 млн. кВт, что в 15 раз превысило уровень 1940 г., а к концу 1975 г. она возросла до 230 млн. кВт [1] (в царской России общая мощность электростанций составляла лишь 16 тыс. кВт).

О блестящих успехах осуществления ленинских идей электрификации страны свидетельствуют данные выработки электроэнергии (в млрд. кВт·ч):

1913 г.	1920 г.	1928 г.	1940 г.	1945 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.	1976 г.
1,95	0,5	5,0	48,3	43,3	91,2	292,2	740,0	1035	1095

Решения XXV съезда КПСС предусматривают выработку электроэнергии в стране в 1980 г. довести до 1340—1380 млрд. кВт·ч.

За десятое пятилетие (1976—1980 гг.) мощность электростанций страны будет увеличена на 67—70 млн. кВт.

В настоящее время Советский Союз производит электроэнергии больше, чем Великобритания, ФРГ, Франция и Швеция, вместе взятые. Производство электроэнергии в СССР на одного человека в 1975 г. достигло 4082 кВт·ч в год (в дореволюционной России 13,8 кВт·ч). Значительно возросла энерговооруженность труда. По данным [2] проф. А. Бирмана, если энерговооруженность рабочего в промышленности в 1913 г. принять за единицу, то в 1974 г. она равнялась 31. Резко изменился этот показатель и в сельском хозяйстве. В 1913—1917 гг. на одного работника (крестьянина) приходилось энерговооруженности 0,5 л. с., в 1974 г. этот показатель составил 15,4 л. с. В 1974 г. сельское хозяйство Советского Союза потребляло 64,5 млрд. кВт·ч электроэнергии — больше, чем ее производилось 25 лет назад.

Свыше 80% всей электроэнергии в СССР дают тепловые электростанции (ТЭС).

В настоящее время в СССР строятся ТЭС большой мощности. В 1976 г. 40% ТЭС были оборудованы энергоблоками по 300 тыс. кВт каждый.

---

[1] «Плановое хозяйство», 1976, № 2, с. 26.
[2] «Плановое хозяйство», 1976, № 12, с. 26.

Единичная мощность турбогенераторов постоянно возрастает. В 50-е годы она составляла 100 МВт, в 60-е — 200 и в 70-е увеличилась до 500 МВт и затем — до 800 МВт. В настоящее время ведутся работы по созданию энергоблоков мощностью 1200 кВт. Предполагается, что к 1985 г. будет создана паровая турбина мощностью 1600 кВт.

С каждым годом улучшаются технико-экономические показатели теплоэлектростанций. Так, расход условного топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии на некоторых ТЭС снизился до 330—340 г (в 1970 г. он в среднем составлял 416 г). В 1980 г. намечается снизить удельный расход топлива до 325—328 г.

Удельные капиталовложения в строительство ТЭС за последние 10 лет снизились с 230 до 100 руб./кВт, а себестоимость производства электроэнергии — в 1,5 раза.

Советский Союз достиг успехов в области передачи электроэнергии на далекие расстояния. В настоящее время в СССР эксплуатируется линия передачи на переменном токе. Ведутся работы по созданию линии электропередачи протяженностью более 2000 км (Казахстан — Центр) на постоянном токе.

Решение этой проблемы позволит шире использовать экибастузский уголь, на базе которого можно вырабатывать электроэнергию и передавать ее в районы европейской части СССР. Кроме того, передача постоянного тока позволит сократить потери электроэнергии, что имеет большое народнохозяйственное значение. Достаточно сказать, что экономия только 1% электроэнергии в СССР за год высвобождает более 8 млрд.кВт·ч (или около 3 млн. т высококалорийного топлива). Этого количества энергии достаточно для выплавки в электропечах более 11 млн. т стали или производства 1,6 млн. тракторов, или выпуска 6,6 млн. т искусственного волокна.

Важнейшая особенность электрификации СССР — создание энергосистем. К концу девятого пятилетия в состав единой энергетической системы Советского Союза входило восемь объединенных энергосистем: Центральная, Южная, Северо-Западная, Средневолжская, Северокавказская, Закавказская, Уральская и Казахстанская.

В настоящее время единая энергетическая система СССР обеспечивает значительные территории РСФСР, Украины, Белоруссии, Молдавии, Латвии, Эстонии, Армении, Литвы, Грузии, Азербайджана и Северного Казахстана. Выработка электроэнергии почти на 95% обеспечивается объединенными энергосистемами [1].

Гидроэнергия

Общие запасы гидроэнергии в дореволюционной России оценивались в 180 млрд. кВт·ч.

В настоящее время гидроэнергетический потенциал рек в СССР составляет 3950 млрд. кВт·ч. Технически возможные для использования гидроэнергетические ресурсы оцениваются примерно в 1110 млрд. кВт·ч, а гидроэнергетиче-

---

[1] В. И. Горин, Г. А. Черняк. Развитие энергетических систем в девятой пятилетке. — «Теплоэнергетика», 1976, № 2, с. 23.

ские ресурсы, экономически выгодные для эксплуатации, оцениваются в 1100 млрд. кВт·ч электроэнергии в год, что составляет 330 млн. т у. т.[1].

Основная часть гидроэнергетических ресурсов СССР сосредоточена в Сибири, на Дальнем Востоке, в Средней Азии и Казахстане. На долю названных районов приходится примерно 80% общесоюзных гидроэнергетических ресурсов.

Широкое использование гидроэнергии в Советском Союзе было начато после Великой Отечественной войны.

В настоящее время доля гидроэнергии в общей выработке электроэнергии в Советском Союзе составляет примерно 13,5%. На долю Советского Союза приходится около 10% электроэнергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями мира.

Экономическая целесообразность использования гидроэнергии определяется размером удельных капиталовложений в сооружение ГЭС. Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой ГЭС, ниже, чем на электростанциях другого типа (ТЭС, АЭС). Наиболее экономичны гидроэлектростанции большой мощности, которые в последние годы строятся в Советском Союзе. К числу их относятся Саяно-Шушенская мощностью 6,4 млн. кВт, Братская — 4,5 млн. кВт, Красноярская — 6 млн. кВт, Нурекская — 2,7 млн. кВт и др.

Общая мощность всех гидроэлектростанций СССР в 1975 г. составила более 30 млн. кВт. В настоящее время в СССР эксплуатируются крупные гидроэлектростанции мощностью 1000 МВт и более.

Несмотря на большие достижения советской гидроэнергетики, в стране освоено лишь 12% гидроэнергетического потенциала. В предстоящие годы предполагается использование гидроэнергетических ресурсов рек Енисея и Ангары, а также гидроэнергетических ресурсов Средней Азии и Южного Казахстана. В северо-восточной части Казахстана предполагается сооружение двух гидроузлов (Щульбинского и Алтайского) мощностью 1000 МВт каждый.

В СССР будут построены энерго-ирригационные гидроузлы на Днестре, Кубани, Куре. Завершается строительство Нурекской, Чарвакской и Токтогульской ГЭС с водохранилищами, позволяющими орошать земли в бассейнах Сыр-Дарьи. Заканчивается сооружение Зейской ГЭС с водохранилищами.

В мировой научно-технической литературе обращается внимание на возможность широкого использования энергии приливов и отливов морей и океанов. В 1968 г. в Советском Союзе на побережье Баренцева моря была сдана в эксплуатацию Кислогубская опытная приливная электростанция мощностью 40 кВт.

Тепловая энергия

Термальные воды — источник тепловой энергии — распространены в Западной Сибири, на Дальнем Востоке, на Кавказе, в Казахстане, Средней Азии и на Камчатке. Общий суточный дебит термальных вод СССР с температурой от 40 до 250° С оценивается в 20 млн. м³, из них 8 млн. м³ составляют самоизливающие источники с глубины залегания до 3000 м.

---

[1] М. Первухин. Энергетические ресурсы СССР и их рациональное использование. — «Плановое хозяйство», 1974, № 7, с. 19.

Эти воды могут использоваться на геотермальных электростанциях, оснащенных турбинами, работающими на парах фреона, поскольку фреон при температуре 70—100° С создает давление пара порядка 20—30 кгс/см², что вполне достаточно для эффективной работы турбины. Наиболее перспективным месторождением термальных вод, пригодных для практического использования, является месторождение Паужетское (Камчатка). Здесь дебит источников 30—35 л/с при температуре воды 100° С. На базе Паужетской группы источников построена первая в СССР опытно-промышленная геотермальная электростанция [1].

Второе месторождение термальных вод Камчатки расположено вблизи г. Петропавловска-Камчатского — Нижнепаратунское. Дебит воды здесь примерно 20 л/с при максимальной температуре воды 60° С.

В районе Карымчинских термопроявлений обнаружена группа термальных источников, один из них имеет температуру воды 95° С. Там же хорошо изучено Горячепляжинское месторождение термальных вод. Кроме того, термальные воды обнаружены в бассейнах Индигирки и Колымы, а также на Чукотском полуострове. Некоторые из них уже используются для обогрева санаториев, теплиц и других объектов.

Атомная энергия

В 1954 г. в Советском Союзе (Обнинск Московской обл.) была сдана в эксплуатацию первая в мире промышленная атомная электростанция мощностью 5 тыс. кВт. В 1958 г. была введена в строй первая очередь Сибирской АЭС. К 1965 г. мощность ее превысила 600 тыс. кВт. В 1964 г. вступила в эксплуатацию первая очередь Белоярской АЭС (мощность первой очереди — 100 тыс. кВт; в 1967 г. — до 300 тыс. кВт). В том же 1964 г. начала работать первая очередь Воронежской АЭС мощностью 210 тыс. кВт, в 1968 г. был пущен второй блок мощностью 365 тыс. кВт и в 1970 г. третий и четвертый блоки — по 440 тыс. кВт. Общая мощность достигла 1,5 млн. кВт. В 1974 г. Воронежская АЭС дала 24,5 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Накопленный опыт сооружения и эксплуатации атомных электростанций позволил сделать вывод о целесообразности строительства АЭС мощностью 2—4 млн. кВт с наиболее технически совершенными и экономичными реакторами (два на тепловых нейтронах мощностью 1 млн. кВт и 440 тыс. кВт и один — на быстрых нейтронах — 600 тыс. кВт).

В девятом пятилетии (1971—1975 гг.) построены двухблочная АЭС под Ленинградом, Курская, Чернобыльская, Смоленская и Западная АЭС с реакторами РБМК-1000, Кольская, Армянская и Западно-Украинская АЭС с реакторами ВВЭР-440 и 1000.

В текущем пятилетии усилия будут направлены на увеличение мощности реакторов — до 1,5 млн. кВт. Оснащение АЭС двумя такими реакторами позволит значительно снизить удельные капиталовложения и себестоимость электроэнергии.

Техника атомных электростанций Советского Союза совершенствуется с каждым годом.

---

[1] В. И. Ботвинников. Минеральные ресурсы Сибири и Дальнего Востока. М., «Недра», 1975, с. 148.

Технико-экономические показатели АЭС уже сейчас во всех западных экономических районах СССР (включая Уральский), а также в Средней Азии и на Дальнем Востоке более экономичны, чем обычные ТЭС той же мощности. Лишь в Восточном Казахстане, Западной и Восточной Сибири, т. е. в районах, где используется дешевое топливо — уголь, нефть и газ, сооружение АЭС пока менее эффективно. АЭС и впредь будут строиться в европейской части Советского Союза, где имеет место дефицит топливных ресурсов, а в восточных районах СССР будут строиться тепловые электростанции, работающие на дешевом угле.

За девятую пятилетку (1971—1975 гг.) мощность АЭС Советского Союза возросла примерно на 4 млн. кВт. Выработка электроэнергии [1] на в 1975 г. АЭС достигла 20,2 млрд. кВт·ч.

Решения XXV съезда КПСС предусматривают в десятом пятилетии ввести АЭС общей мощностью 13—15 млн. кВт. На территории европейской части СССР атомная энергетика в десятом пятилетии будет развиваться опережающими темпами по сравнению с другими видами электроэнергетики, что позволит сократить доставку большого количества топлива в этот район.

В настоящее время большинство АЭС оснащены водо-водяными реакторами (ВВЭР), работающими на тепловых нейтронах и использующими в качестве замедлителя и теплоносителя обычную воду. На этом принципе в СССР разработан серийный блок электрической мощностью 440 МВт. Впервые реакторы ВВЭР-440 были освоены на Нововоронежской АЭС. В качестве ядерного горючего в этих реакторах используется двуокись урана, слабо обогащенного изотопом урана-235, и образующийся в процессе работы плутоний.

В СССР с 1970 г. работает АЭС, оснащенная реактором на быстрых нейтронах. Его электрическая мощность — 250 МВт, а тепловая — 1000 МВт. Кроме электроэнергии эта АЭС дает опресненную воду. До широкого внедрения реакторов-размножителей в СССР будут сооружаться АЭС на тепловых реакторах.

В Советском Союзе разработан проект реактора ВВЭР мощностью 1000 Мвт. Первый блок такого реактора будет установлен на Нововоронежской АЭС. Предполагается, что после, в недалеком будущем, реактор ВВЭР мощностью 1000 Мвт будет основным для АЭС Советского Союза (до широкого внедрения реакторов-размножителей). Решения XXV съезда КПСС обязывают «ускорить строительство и освоение реакторов на быстрых нейтронах».

Кроме крупных АЭС в различных районах СССР работают сотни мелких передвижных АЭС мощностью 750—1500 кВт. Они транспортабельны, могут быть доставлены к месту работы воздушным транспортом. Некоторые передвижные АЭС смонтированы на гусеничном ходу.

Решая задачи атомной энергетики на ближайшие 10—15 лет, советские ученые одновременно ведут научные исследования в области проблемы управления термоядерной реакцией. Когда будет решена проблема управления термоядерной реакцией, человечество получит неограниченные ресурсы для развития энергетики.

---

[1] Энергетика СССР в 1976—1980 годах М. «Энергия», 1977, с. 11, 111.

НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА АЛБАНИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Народная Республика Албания обладает небольшими запасами топливно-энергетических ресурсов.

Уголь

Общие запасы углей до 1946 г. оценивались всего лишь в 1 млн. т, в настоящее время — свыше 40 млн. т, из них бурого угля — примерно 7,5 млн. т.

В стране известны следующие угольные бассейны: [1] Тиранский, Юго-Восточный (с двумя районами: Корча и Пограделец) и Южный. Последний расположен вблизи г. Тепелен.

В Тиранском районе имеется несколько угольных месторождений. Наиболее известные Приска, Галуш и Крабба. Крабба — наиболее крупное месторождение Тиранского бассейна, оно находится в 22 км от г. Тираны. Здесь залегают бурые и каменные угли с теплотворной способностью 6900 ккал/кг. На месторождении Галуш добывают бурый уголь низкого качества с теплотой сгорания 4100 — 5000 ккал/кг, встречаются и лигниты.

Юго-восточный угольный район охватывает несколько угольных месторождений. На месторождении Мариа Дренова эксплуатируются два угольных пласта. Угли бурые, смолистые, с содержанием влаги от 18 до 46%, золы от 41—42%, серы 1—2,5%. Теплотворная способность угля 5225—6240 ккал/кг. Запасы угля на этом месторождении оцениваются в 15 млн. т. Разрабатывается оно штольнями.

Месторождение Аларуп имеет два продуктивных пласта мощностью около 2 м. Уголь бурый, с содержанием серы 0,62% и золы 21,6%, теплотворная способность его 2700 ккал/кг. На месторождении Мокра эксплуатируются три пласта мощностью по 0,4 м.

В Южном районе страны имеется угольное месторождение Мемальяй-Люфтиния. Здесь более 10 угольных пластов мощностью от 0,01 до 1,5 м. Промышленное значение имеют только пять пластов. Уголь самовозгорающийся. Теплотворная способность его до 5850 ккал/кг.

Добыча угля в Албании находится на уровне 400 тыс. т в год.

Нефть

Первое промышленное нефтяное месторождение в Албании было открыто в 1934 г. в районе Кучево (Сталино). Нефть здесь залегает на глубине 650—900 м. Она содержит большое количество серы, тяжелая, смолистая. Скважины малодебитные. К настоящему времени месторождение это разбурено.

Готовясь к войне, Италия усиленно занималась поисками нефти на территории Албании. В 1939 г. было обнаружено и вскоре начало разрабатываться второе нефтяное месторождение — Патоси. Нефть этого месторождения по качеству приближается к нефти месторождения Кучево.

[1] Сведения по угольной промышленности некоторых стран заимствованы из монографии А. К. Матвеева «Угольные месторождения зарубежных стран». М., «Недра», т. I, 1966, 460 с., т. II, 1968, 168 с. и ряда зарубежных источников.

В 1943 г. после капитуляции Италии нефтяные промыслы были захвачены немецкими фашистами. Уходя из Албании, фашисты разрушили нефтяные промыслы.

В январе 1945 г. правительство Народной Республики Албании национализировало нефтяную промышленность. К этому времени действовал только нефтяной промысел Сталино, но не на полную мощность. Месторождение Патоси было восстановлено в 1947 г. Социалистические страны оказали большую помощь в восстановлении нефтяной промышленности. Венгрия обеспечила Албанию электрическим кабелем и электродвигателями, Чехословакия — автомашинами и электрооборудованием, Румыния — буровым оборудованием и нефтепродуктами, Болгария — карбидом кальция, ГДР — контрольно-измерительными приборами, Советский Союз — комплектными буровыми установками, долотами, турбобурами, станками-качалками, насосами, тракторами, бурильными трубами, насосными агрегатами и многим другим оборудованием.

Советский Союз послал в Албанию для оказания технической помощи своих специалистов — нефтяников разного профиля. Албанские студенты обучались в высших учебных заведениях Советского Союза.

В 1957 г. было открыто третье нефтяное месторождение Маринза. С глубины 1520 м был получен мощный нефтегазовый фонтан. Это открытие создало новые благоприятные перспективы для дальнейшего развития добычи нефти в Албании.

Развитие добычи нефти в стране видно из следующих данных (в тыс. т.):

1938 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
108	132	231	728	825	1700	1700

С середины 50-х годов Албания, вооруженная передовой буровой советской и румынской техникой, получила возможность бурить скважину на глубину до 3500 м и более. Это открыло новые перспективы перед нефтяной промышленностью Албании. За 1965—1975 гг. были разведаны перспективные залежи нефти в районах Булкузе и Батре. Но недостаток капитальных вложений продолжает сдерживать дальнейшее развитие хозяйства страны, в том числе и нефтяной промышленности.

Нефтеперерабатывающая промышленность. До 1956 г. нефтеперерабатывающей промышленности в Албании практически не существовало. В Кучеве имелись две кубовые батареи, перерабатывавшие в год лишь 8 тыс. т нефти, остальная часть ее вывозилась в Италию, где перерабатывалась в целевые продукты.

После освобождения страны от немецких фашистов нефтеперерабатывающий завод в Сталино был реконструирован, производственная мощность его была увеличена в 10 раз — до 80 тыс. т нефти в год. Реконструкция этого завода позволила увеличить производство нефтепродуктов в стране, но не решила окончательно проблемы создания отечественной нефтеперерабатывающей промышленности.

В конце 1956 г. в районе Церрика был построен новый нефтеперерабатывающий завод и реконструирована ранее имевшаяся там кубовая батарея. После этого производственная мощность нефтепереработки в Церрике возросла до 150—200 тыс. т. сырья в год. Завод вырабатывает бензин, тракторный керосин,

дизельное топливо, смазочные масла, консистентные смазки, битум, мылонафт и другие нефтепродукты. Бóльшая часть потребности страны в нефтепродуктах была удовлетворена.

Была решена и проблема транспорта нефти. В 1956 г. были построены два магистральных нефтепровода: один от п. Жарес до г. Сталино протяженностью 27 км, с диаметром труб 304 мм, второй от г. Сталино до нефтеперерабатывающего завода в Черрике протяженностью 33 км с диаметром труб 254 мм. Кроме того, была проведена железнодорожная ветка Паррер — Черрик.

В настоящее время заводы Албании перерабатывают примерно три четверти нефти, добываемой в стране. Если в 1945 г. из нефти производилось лишь четыре целевых нефтепродукта, то теперь — 20.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетический потенциал страны используется в малых размерах, хотя только одна р. Дрин может давать около 5 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

Недостаток электроэнергии в стране долгое время служил препятствием для развития народного хозяйства. В послевоенные годы энергохозяйство Албании начало восстанавливаться при активной помощи социалистических стран, особенно Советского Союза.

В 1957 г. закончилось строительство высоковольтной линии электропередачи Черрик — Сталино, в г. Сталино была построена электростанция. В Черрихе была сооружена электростанция мощностью более 5 тыс. кВт. В 1970 г. в Албании была построена ГЭС на р. Бистрица.

Общее производство электроэнергии в стране выражается следующими цифрами (в млрд. кВт·ч):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.
0,02	0,08	0,19	0,34	0,756	1,0

Основными потребителями энергии является легкая и пищевая промышленность.

НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА БОЛГАРИЯ

Болгария располагает небольшими энергетическими ресурсами. Ежегодно она импортирует около 6 млн. т угля (при общем потреблении его около 33 млн. т в год), 0,4 млн. т кокса, более 10 млн. т нефти и около 1 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Общий расход всех видов энергии в стране составляет (млн. т у. т.):

1937 г.	1950 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
0,9	2,2	17,3	27,7	41,0

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Геологические запасы углей в Болгарии оцениваются около 7,5 млрд. т, из которых 6,9 млрд. т — лигниты, 0,43 млрд. т — бурые угли, остальное — каменный уголь. Из указанных запасов разведанные составляют 4,2 млрд. т (в 1942 г. — 0,3 млрд. т).

Исследование всех первичных источников энергии в Болгарии началось только после победы народной власти, т. е. после 1944 г., а потому цифры разведанных запасов их, в том числе и угля, нельзя считать окончательными.

Угольные месторождения страны сосредоточены в нескольких бассейнах. Наиболее крупные из них: Марицкий, Софийский, Кюстендильский, Своченский, Станинский, Ломский, Бобовдольский, Балканский, Пиринский и Бургасский.

Марицкий бассейн обладает запасами лигнитов до 4 млрд. т, из них разведанных 3,5 млрд. т. Софийский бассейн имеет несколько месторождений, из них наиболее крупные — Кытина, Доброславцы, Балша, где продуктивные пласты достигают мощности от 24 до 32 м. Качество лигнитов невысокое. Они содержат влаги 48—53%, золы 28—32%, серы 1,5—3%; теплотворная способность их 5500—5850 ккал/кг.

В 1970 г. в результате геологических исследований были открыты залежи каменного угля в Добрудже (округ Толбухинский) на глубине 1600—1900 м. Это открытие должно улучшить обеспеченность страны собственными энергетическими ресурсами. Примерно 80% разведанных месторождений угля могут разрабатываться открытым способом. Добыча всех видов углей в Болгарии показана ниже (в млн. т):

1939 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1975 г.
2,3	5,9	17,1	26,2	28,0

За 1945—1970 гг. добыча угля в Болгарии составила 397,4 млн. т, или в 7 раз больше, чем за предшествующие 66 лет, а за 26 лет добыча угля в стране увеличилась в 10,5 раз.

Добыча угля открытым способом в общей добыче угля составляет (в %): в 1955 г. — 36,5, в 1960 г. — 49,6, в 1965 г. — 60,4 и в 70-е годы — более 65%. Добыча угля открытым способом в 4 раза дешевле, чем подземным.

Нефть и газ

Разведанные запасы нефти в Болгарии незначительны, хотя в последние годы предпринимаются энергичные усилия к созданию национальной нефтяной промышленности.

До второй мировой войны Болгария ежегодно импортировала в среднем 70 тыс. т нефти и нефтепродуктов.

После установления в Болгарии народно-демократического строя поиски нефти при содействии Советского Союза стали проводиться планомерно. В мае 1951 г. в 35 км севернее Варны было открыто первое в стране нефтяное месторождение Тюленево. К концу 1954 г. оно вступило в разработку. Запасы нефти здесь невелики.

В последние годы бурением наклонных скважин с берега было доказано распространение нефтяной залежи и на восток, под водами Черного моря. В настоящее время здесь разрабатывается морской участок с эстакады, уходящей в море почти на 500 м.

В начале 60-х годов была обнаружена небольшая нефтяная залежь на глубине 950 м вблизи селения Гиген (севернее г. Плевен). Нефть этой залежи очень тяжелая: плотность 0,989.

В марте 1962 г. северо-западнее г. Плевен было открыто нефтяное месторождение Долни-Дыбник. Нефть здесь легкая, бессернистая, содержит все фракции — от бензина до мазута. Вслед за этим было открыто новое месторождение Горни-Дыбник.

В настоящее время поисково-разведочные работы, кроме перспективных районов северной Болгарии — Мизийской платформы, ведутся в зонах складчатого Предбалканья, где в 1963 г. было открыто конденсатногазовое месторождение Чиренское с запасами газа около 8 млрд. м³. В Ловечском округе открыто газовое месторождение Деветаки. Несколько небольших газовых месторождений (Болгарево, Новооряхово и др.) известны севернее и южнее Варны.

Добыча нефти в Болгарии характеризуется следующими данными (в тыс. т):

1955 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
150	229,3	334	122

Доля нефти и газа в топливно-энергетическом балансе в 1971 г. составляла около 42%, в 1975 г. достигла 60%.

Болгария импортирует газ из Советского Союза. В 1974 г. из СССР в Болгарию проложен газопровод. По нему газ поступает в Варну, Старо-Загора, Димитровград, Кремиковце и Софию.

Газ месторождений Чирен и Девене поступает по газопроводу на нефтехимический комбинат в г. Враца, вторая нитка газопровода идет до цементного завода в Бели-Изворе.

В стране производятся доменный, коксовый и нефтезаводской газы. В начале 60-х гг. начата газификация низкосортных углей. Добыча природного газа в стране незначительна.

Доля газа в энергетическом балансе Болгарии в 1975 г. составила примерно 9%.

Нефтеперерабатывающая промышленность Болгарии начала создаваться после установления народной власти. В настоящее время в стране имеются три нефтеперерабатывающих завода общей мощностью примерно 12 млн. т сырья в год. Болгария производит сравнительно большой ассортимент нефтепродуктов и нефтехимических товаров. Продукция ее экспортируется в 70 стран мира.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Теоретический гидроэнергетический потенциал Болгарии оценивается в 26,4 млрд. кВт·ч, экономически выгодный к использованию 13,6 млрд. кВт·ч. Широкое использование гидроэнергии в стране началось после 1960 г.

В настоящее время в Болгарии работает около 90 гидроэлектростанций общей мощностью 872 МВт. К 1975 г. выработка электроэнергии на них достигла 3,6 млрд.кВт·ч. Самая мощная ГЭС имеет установленную мощность 120 тыс. МВт. Проектируется ГЭС мощностью 1380 МВт.

К 1975 г. в Болгарии на 50% освоены гидроэнергетические ресурсы, экономически целесообразные к использованию, а доля гидроэлектростанций в общей выработке электроэнергии в стране составила около 12%.

Буржуазная Болгария имела маломощные электростанции. Использование таких мелких станций было связано с большими затратами топлива.

В последние годы это мелкое неэкономичное хозяйство приводится в порядок. В 1973 г. мощность только четырех тепловых электростанций страны (Марица-3, Русе, Алдомировцы и Бобов Дол) достигла 1,3 млн. кВт. В бассейне Марица-Восток будут построены ТЭС мощностью от 600 до 1200 тыс. кВт. С 1960 г. основное внимание в электроэнергетике обращено на строительство более крупных ТЭС. Уже к 1973 г. доля ТЭС в общем производстве электроэнергии в стране составила примерно 90%, а доля ГЭС снизилась.

ТЭС в основном работают на местном топливе — буром угле, он стал основной базой энергетического хозяйства страны.

За годы социалистического строительства Болгария достигла больших успехов в развитии электроэнергетики, что подтверждается непрерывно возрастающей установленной мощностью электростанций и производством электроэнергии:

	1939 г.	1955 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
Установленная мощность электростанций, МВт	111	432	2155	4117	~7100
Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	0,3	2,1	10,2	19,5	25,2
Производство электроэнергии на душу населения, кВт·ч	42	273	1249	2298	3300

За последние 25 лет потребление электроэнергии в стране увеличилось более чем в 55 раз и в 1975 г. достигло 29 млрд. кВт·ч. Часть электроэнергии импортируется из Советского Союза.

Решения XI съезда Болгарской Коммунистической партии на седьмое пятилетие (1976—1980 гг.) предусматривают производство электроэнергии в стране в 1980 г. около 38 млрд. кВт·ч, а общее потребление ее (с учетом импорта) — в размере 46 млрд. кВт·ч.

Несмотря на резкое увеличение производства электроэнергии в стране, некоторое количество ее Болгария импортирует из СССР и других стран — членов СЭВ. В 1970 г. она получила из объединенной энергосистемы «Мир» около 1 млрд. кВт·ч электроэнергии, в 1980 г. она получит до 10 млрд. кВт·ч. Импорт электроэнергии дает Болгарии известную выгоду в отношении экономии капиталовложений.

В 1969 г. в Болгарии началось строительство первой атомной электростанции близ г. Козлодуй. В 1974 г. она была сдана в эксплуатацию. Мощность ее 880 МВт. В 1974 г. указанная АЭС дала народному хозяйству около 1 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Доля АЭС в период 1976—1980 гг. в общем приросте выработки электроэнергии может составить 50%. После 1980 г. значительная часть электроэнергетических мощностей в Болгарии будет приходиться на АЭС.

Структура потребления всех видов энергии в Болгарии представляется в следующем виде (в %):

	1960 г.	1970 г.	1975 г.
Твердое топливо	81,6	53,2	36,75
Нефть и нефтепродукты	16,0	43,85	51,01
Природный газ		1,92	9,57
Гидроэнергия и атомная энергия, в т. ч.	2,40	1,03	2,67
отечественные ресурсы	83,5	39,31	28,01
импортные	16,5	60,69	71,99

Следует отметить, что в общем энергетическом балансе Болгарии высока доля электроэнергии. В 1960 г. она составила 24,8%, к 1980 г. ее удельный вес повысится до 36%.

ВЕНГЕРСКАЯ НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Из всех социалистических европейских стран Венгрия наименее всех обеспечена топливно-энергетическими ресурсами. В настоящее время ВНР за счет поставок из Советского Союза покрывает потребность в энергии примерно на 42%. В 1975 г. СССР поставил в ВНР[1]: нефти — 6 млн. т, нефтепродуктов — 0,67 млн. т, природного газа — 0,6 млрд. м³ и электроэнергии — 4,2 млрд. кВт·ч. Поставки в 1980 г. возрастут: нефти — до 7,5 млн. т, нефтепродуктов — 1,6 млн. т, газа — до 3,8 млрд. м³ и электроэнергии — до 7,5 млрд. кВт·ч.

Основа энергетики страны — низкокалорийный уголь (3200—3400 ккал/кг), добыча которого производится в сложных геологических условиях и дорого. По этой причине пока энергетическое хозяйство Венгрии ориентируется на жидкое и газообразное топливо.

Уголь

Запасы угля в Венгрии оцениваются по-разному: геологические в размере от 1,8 млрд. т, до 13,5 млрд. т, из них 0,7—1,2 млрд. т каменного, 1,4 млрд. т бурого и 1,2 млрд. т лигнитов; разведанные запасы — 3,4 млрд. т (в т. ч. 510 млн. т каменного). Большая часть запасов угля для эксплуатации нерентабельна.

В Венгрии имеется четыре угольных бассейна: Нижнеюрский, Мечекский, Северо-Западный и Северо-Восточный. Кроме того, небольшие залежи лигнита есть в Верхнепаннонском бассейне, наибольшее значение из них имеют Мечекский и Северо-Восточный бассейны. Они расположены между Дунаем и Дравой. В Мечекском бассейне добываются коксующиеся, но высокозольные угли. В его пределах известно крупное месторождение бурого угля — Айка, уголь которого высокосернистый (до 7%), самовозгорающийся, теплотворная способность его 3000—3200 ккал/кг.

Северо-восточный бассейн расположен у границы с Чехословакией. Здесь добывают бурый уголь. Бассейн занимает первое место в стране по размерам добычи угля. Мощность угольных пластов от 1 до 2 м, теплотворная способность угля 6400—6600 ккал/кг. Месторождения характеризуются сильной обводненностью и некоторые — газообильностью.

На территории Северо-Западного бассейна имеется ряд месторождений бурого угля: Дорог, Татабаня и Оросланьское. Угли этих месторождений гумусовые, теплотворная способность их 3900—4700 ккал/кг. Разрабатываются они открытым способом. Используются для энергетических целей.

Лигниты Верхнепаннонского бассейна отличаются высоким содержанием влаги (46%), теплотворная способность их не превышает 2500 ккал/кг. Запасы лигнита значительны, но большого практического значения они не имеют.

[1] «Внешняя торговля», 1975, № 3, с. 3.

В угольной промышленности Венгрии сокращается количество нерентабельных шахт и активно идет процесс механизации действующих шахт.

Добыча угля в Венгрии характеризуется следующими данными (в млн. т):

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.*
9,3	13,8	26,5	27,8	27,0	25

* Только товарный уголь.

План на 1976—1980 гг. предусматривает добычу угля в районах: Татабаня, Догося, Орослань и лигнита в районе Бюккатрань.

Нефть

Разведанные запасы нефти в Венгрии невелики. Хотя в послевоенные годы они значительно возросли, их недостаточно для покрытия потребностей страны. Ежегодная добыча нефти равна 2 млн. т, а потребление ее превышает 9 млн. т в год. Недостаток в нефти покрывается за счет импорта из СССР и развивающихся стран.

Поиски нефти в стране были начаты еще иностранными фирмами в конце прошлого столетия, но первое нефтяное месторождение промышленного типа Ловаси было обнаружено только в 1940 г.

В годы второй мировой войны были открыты нефтяные месторождения Уйфалу, Пустасентласло-Хахот, но добыча нефти на них была незначительной. В 1948 г. нефтяная промышленность Венгрии была национализирована. Усилились поисково-разведочные работы. За период 1948—1975 гг. в Венгрии был открыт ряд нефтяных месторождений: Бихарнадьбайом, Мезекерестеш, Алдё и др.

В результате этих открытий добыча нефти в Венгрии значительно увеличилась, что видно из следующих данных (в тыс. т):

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
249,5	512,8	1217	1930	2000

В настоящее время в Венгрии разрабатывается более 30 нефтяных месторождений, но большинство из них небольшие. Основные нефтяные месторождения: Надьлендел, Будафапуста, Ловаси, Бужак, Демьен, Мезекерестеш, Алдё.

Венгрия, Югославия и Чехословакия заключили соглашение о строительстве нефтепровода от Адриатического моря. Нефтепровод «Адриатика» начал строиться в 1974 г. По этому нефтепроводу Венгрия будет получать 5 млн. т нефти в год.

В 1973 г. была введена в эксплуатацию вторая нитка нефтепровода «Дружба-2». В 1974 г. был построен бензопровод Сазхаломбатт — Ленинварош.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Планомерное развитие нефтеперерабатывающей промышленности стало возможным только в социалистической Венгрии. Первый нефтеперерабатывающий завод в ВНР был сдан в эксплуатацию в конце 1952 г. в Залаегерсеге. По техническому оснащению это один из передовых заводов в Европе, приспособленный для производства различных сортов битума. Позже были построены нефтеперерабатывающие заводы: Сёньский, Сасхаломбатта (Дунайский) и увеличена мощность старых заводов (Комаровского, Залайского, Нирбогданского и в г. Пег).

Общая мощность нефтеперерабатывающих заводов ВНР в 1975 г. составляла до 9 млн. т в год. Нефтеперерабатывающие заводы Венгрии перерабатывают главным образом импортную нефть. В настоящее время они производят все основные нефтепродукты. Освоено производство бензинов с октановым числом 92 и 98. Излишки нефтепродуктов экспортируют в ПНР, ФРГ и Австрию.

Газ

Разведанные запасы природного газа в Венгрии невелики.

В конце 50-х годов в районах Пустафелдвар, Токомлош и Баттоня были обнаружены газовые месторождения. В те же годы были открыты газовые месторождения Федемеш, Надудвар, Каба, Кишуйсалаш, Татарюлеш и др. Крупное газовое месторождение Хайдусобосло было обнаружено в 1958 г. Газ этого месторождения транспортируется по газопроводу в Дебрецен, Боршодский район и Будапешт. Несколько газовых месторождений имеется на юго-западе страны — Бабоча, Визвар и др. К наиболее значительным относится открытое в 1965 г. нефтегазовое месторождение Алдё. В 1974 г. на этом месторождении было добыто более 2 млрд. м³ газа.

Размеры добычи природного газа в Венгрии следующие (в млн. м³):

1938 г.	1946 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
15	412	498	341	3500	5175

Несмотря на значительное увеличение добычи газа в стране, потребности в нем не покрываются собственными ресурсами. Венгрия импортирует газ из СССР и Румынии.

В 1975 г. закончено строительство первой очереди нового газопровода «Братство», по которому в 1975 г. Венгрия получила из Советского Союза примерно 1 млрд. м³ природного газа. Общая протяженность газопроводов Венгрии к концу 1975 г. составила 2,6 тыс. км.

В Венгрии строятся крупные газоперерабатывающие заводы. В 1975 г. был сдан в эксплуатацию завод мощностью 1 млрд. м³ газа в год, построенный при технической помощи СССР. В 1976 г. построен завод мощностью 4,5 млн. м³ газа в сутки. Этот завод перерабатывает газ Сегедского нефтегазоносного района.

К 1977 г. намечено закончить строительство газового завода в Шопроне и реконструировать газовый завод в Сабатхее и сдать в эксплуатацию газовый завод в Сегеде.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Быстрыми темпами развивающиеся производительные силы социалистической Венгрии вызвали к развитию электроэнергетику страны.

Национальное производство электроэнергии в Венгрии развивается следующим образом (в млрд. кВт·ч):

1938 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1976 г.
1,4	3,0	5,43	7,62	11,2	14,5	20,5	22,0

Несмотря на успешное развитие национальной электроэнергетики, Венгрии нехватает электроэнергии. Она на 20% с лишним покрывает свои потребности

в электроэнергии за счет импорта из некоторых социалистических стран и главным образом из Советского Союза. Потребление электроэнергии в ВНР составило (в млрд. кВт·ч): в 1970 — 17,9, в 1972 г. — 20,8, в 1973 г. — 22,4, в 1974 г. — 24,2 и в 1975 г. — 25,5.

Энергосистема страны включена в объединенную энергосистему стран — членов СЭВ. По высоковольтной линии «Мир», объединяющей энергосистемы СССР и других европейских социалистических стран, Венгрия получает от Советского Союза примерно 17% общего количества потребляемой электроэнергии. В эксплуатацию сдана еще одна высоковольтная линия СССР — Венгрия, рассчитанная на 400 кВт. За 1966—1970 гг. Венгрия получила из СССР более 10 млрд. кВт·ч электроэнергии.

На основании соглашения с Советским Союзом разработан проект на строительство АЭС в Пакше. Мощность этой АЭС достигнет 3800 МВт.

Потребление энергии в стране в 1971—1975 гг. возросло примерно на 20%. Душевое потребление энергии в Венгрии значительно превышает среднемировую величину, но пока еще отстает от некоторых наиболее промышленно развитых социалистических стран.

Структура топливно-энергетического баланса Венгрии характеризуется следующими данными (в %):

	1938 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
Уголь	82,4	74,6	72,4	50,0	44,0
Нефть	4,3	7,6	18,6	29,9	35,3
Газ	0,1	3,5	2,6	13,5	17,3
Дрова, торф, гидроэнергия, атомная энергия и др.	13,2	14,3	6,4	6,6	3,4

Данные показывают, что с середины 60-х годов в Венгрии начался ярко выраженный процесс ориентации топливно-энергетического баланса в сторону более широкого применения нефти и газа.

Абсолютная величина добычи всех видов первичной энергии в ВНР увеличивается. Но вследствие непрерывно возрастающего потребления энергии увеличивается и доля ее импорта.

Так, доля импортных источников энергии в общем их потреблении составляла (в %): в 1950 г. — 11,0, в 1955 г. — 15,2, в 1960 г. — 26, в 1965 г. — 31, в 1970 г. — 37,1. В 1975 г. собственные ресурсы обеспечили потребность страны примерно на 55%.

ГЕРМАНСКАЯ ДЕМОКРАТИЧЕСКАЯ РЕСПУБЛИКА

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Основу энергетического хозяйства Германской Демократической Республики составляет бурый уголь. Геологические запасы его оцениваются в 49 млрд. т, из которых около 25 млрд. т разведанных и доступных для разработки открытым способом. В настоящее время в ГДР имеется 350 открытых разработок бурого угля. Бурый уголь обладает высокой влажностью (от 45 до 65%), теплотворная способность его от 2000 до 2800 ккал/кг.

В округе Котбус начал эксплуатироваться крупный угольный разрез с запасами бурого угля более 17 млн. т в год. В этом округе сосредоточено примерно около 60% залежей бурого угля ГДР.

По размерам добычи бурого угля ГДР занимает первое место в мире. Размеры добычи бурого угля (в млн. т): в 1936 г. — 101,1, в 1950 г. — 137,1, в 1975 г. — 250,0.

Добыча каменного угля в ГДР незначительна — немногим более 1 млн. т в год. Потребность страны в каменном угле покрывается за счет импорта.

Довоенная Германия производила жидкое топливо из бурого угля (по методу Фишера — Тропша). Способ этот очень дорогой: из 15 т бурого угля получали максимум 1 т искусственной нефти. Этот неэкономичный процесс не получил распространения в ГДР.

Все основные нефтяные месторождения довоенной Германии вошли в состав ФРГ. Из ранее (до второй мировой войны) известных месторождений в состав ГДР входило только два небольших месторождения: Фальштейн и Фолькенрода. До 1945 г. на первом из них добывалось 2 тыс. т нефти в год.

После второй мировой войны нефтяные предприятия ГДР были национализированы и создано государственное предприятие, на которое возложено производство оборудования для нефтяной промышленности. С 1950 г. в ГДР начались поисково-разведочные работы на нефть и газ. В 1967 г. для выполнения этих работ была создана специальная организация «Государственный секретариат по геологии», а бурение скважин осуществляет объединение «Нефть и газ».

Поисково-разведочные работы в больших масштабах проводятся на территории Центрально-Европейского бассейна, где уже открыто несколько сот перспективных на нефть и газ структур.

В 1961 г. из поисковой скважины на площади Рейнкенхакен, на побережье Балтийского моря (Мюкленбург), с глубины 2299 м получена нефть из отложений цехштейна. Южнее Рейнкенхакена в 1962 г. было открыто нефтяное месторождение Гриммен. В настоящее время в ГДР известно 19 нефтяных и газонефтяных и 10 нефтегазовых месторождений. Размеры добычи нефти в ГДР пока еще незначительны.

Добыча природного газа в ГДР также невелика — на уровне 9 млрд. м³ в год. ГДР импортирует газ из СССР. Кроме того, газ получается из угля: в 1970 г. было получено 4,2 млрд. м³ газа, в 1975 г. — около 10 млрд. м³. В 1965 г. в ГДР эксплуатировалось 116 газовых заводов и коксовых установок. В настоящее время производится значительно большее количество искусственного газа только на 30 заводах.

В северных районах страны добывается торф, запасы которого оцениваются в 1,5 млрд. т (в пересчете на сухой торф). Торф используется в районах его добычи.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

К концу второй мировой войны на территории нынешней ГДР было уничтожено примерно 30% общей мощности электростанций. За годы социалистического строительства страна добилась больших успехов в развитии электроэнергетики. По производству электроэнергии на душу населения ГДР занимает одно из первых мест в Европе. По уровню душевого потребления электроэнергии (свыше 4500 кВт·ч в год) она занимает первое место среди стран — членов СЭВ.

Размеры производства электроэнергии в ГДР следующие (в млрд. кВт·ч):

1936 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
14,0	19,5	28,7	40,3	53,6	67,7	84,5

Долгое время в стране работали мелкие гидроэлектростанции, число которых в середине 60-х годов приблизилось к 300, общей мощностью 98 МВт.

В последние годы в ГДР построены крупные тепловые электростанции, работающие на буром угле: Траттендорф, Хагенвердер, Люббенау, Яечау, Боксберг, Тирбах, Липпендорф и др.

В ГДР получили развитие гидроаккумулирующие электростанции. В настоящее время в стране эксплуатируется семь ГАЭС мощностью 1160 МВт.

В 1966 г. была сдана в эксплуатацию первая опытная АЭС мощностью 80 МВт. В 1973 г. вступил в эксплуатацию первый блок второй АЭС «Норд» в районе Грайфевальда и в 1975 г. — второй блок. Общая мощность этой АЭС 1600 МВт.

В ГДР намечено построить несколько АЭС, которые должны давать примерно 25% общей выработки электроэнергии в стране. К 1985 г. в стране предполагается сдать в эксплуатацию первую АЭС с реактором на быстрых нейтронах. После 1990 г. прогнозируется строительство крупных АЭС мощностью более 2000 МВт. Предполагается, что к 1990 г. общая мощность АЭС в стране достигнет 8—10, а к 2000 г. — 20 ГВт. АЭС в ГДР строятся при технической помощи СССР.

Душевое потребление всех видов энергии в ГДР около 7 т у. т. в год.

В 1973 г. в ГДР утверждена программа развития народного хозяйства до 1990 г. Особое внимание в ней уделено проблемам энергетики и экономии энергии. ГДР предполагает изменить структуру промышленного производства с целью понижения энергоемкости. Наиболее энергоемкие отрасли планируется развивать медленнее, чем промышленность в целом. При осуществлении этого намерения потребление энергоресурсов в стране за период 1965—1980 гг. увеличится на 120%, что составит средний темп прироста потребления 1,1%.

Структура энергетического баланса ГДР характеризуется следующими данными (в %) [1]:

	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
Уголь	98,1	96,3	90,6	82,5	73,5
Нефть	1,5	3,3	9,2	16,5	22,3
Газ и электроэнергия	0,2	0,2	0,2	0,5	4,2 *

* В том числе гидро- и атомная энергия.

КИТАЙСКАЯ НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА

К моменту образования КНР (1949 г.) топливно-энергетическая база страны находилась в очень тяжелом положении. Нехватало всех видов энергетических ресурсов. Советский Союз и другие социалистические страны оказали огромную помощь КНР в восстановлении всего хозяйства страны, в том числе и энергетического.

[1] Экономика промышленности», 1975, № 2, с. 2.

Общие энергетические ресурсы в Китае достаточны, но размеры добычи их незначительны. Основу энергетического баланса КНР составляет уголь, доля его 70%, доля нефти 15% и гидроэнергии 5%. Доля энергоресурсов КНР от общего объема мировых энергоресурсов в 1972 г. составила (в %): по углю (в условном топливе) — 12, по электроэнергии — 1,4, по нефти — 1,1. При большой численности населения общее потребление энергии в КНР, по данным США, едва превысило 400 млн. т у. т. Более или менее точных данных о размерах запасов и потребления энергетических ресурсов в КНР не имеется.

Официальные данные не публикуются с 1960 г. Отдельные заявления некоторых государственных деятелей на этот счет крайне противоречивы. Поэтому в основу нашего сообщения положены данные, опубликованные в некоторых капиталистических странах.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Извлекаемые запасы каменного угля в КНР оцениваются большинством специалистов в 38 млрд. т, по данным некоторых исследователей — 80 млрд. т. Из общего количества разведанных запасов угля в Китае 77% приходится на битуминозные угли. На большинстве месторождений уголь многозольный с высоким содержанием серы. В настоящее время в Китае имеется несколько крупных угольных бассейнов: Кайлуань, Фынфын (провинция Хэбэй), Фушунь и Фусинь (провинция Ляонин), Хуайнань, Янчжуан, Датун (провинция Шаньси), Хэган и Цзиси (провинция Хэйлунцзян), Пиндиншань (провинция Хэнань), Цзыбо (провинция Шаньдун). В пределах перечисленных выше бассейнов насчитывается примерно 300 угольных месторождений. В стране эксплуатируется 60 крупных шахт. В 1974 г. они дали 300 млн. т угля. Производительность 50 других шахт Китая до 5 млн. т в год.

Много угольных месторождений Китая не разрабатываются, так как они расположены в труднодоступных районах. По размерам запасов угля и обеспеченности техникой первое место среди всех угледобывающих районов КНР занимают Северо-Восточный и Северный районы. На их долю приходится более 50% общей добычи угля в стране. Здесь имеется 18 месторождений угля с запасами от 1 до 5 млрд. т. Шесть месторождений в провинции Ляонин-Шэньси имеют разведанные запасы угля более 10 млрд. т.

Значительное количество угля из Северо-Восточного Китая транспортируется в южном направлении. Так, уголь с месторождений Хэгана, Цзиси и Шуаньяшань доставляется в центры потребления Цзямусы, Муданьцзян, Харбин, Цицикар, Фулаэрцзи, Чанчунь, Шэньян и др. и в провинцию Ляонин для металлургического комбината. В провинции Хэйлунцзян геологические запасы угля оцениваются в 38 млрд. т. Здесь сконцентрировано примерно 70% угольных ресурсов Северо-Восточного Китая. Значительная часть угля этой провинции пригодна для коксования. Провинция Хэйлунцзян дает более 30% от общей добычи угля в стране. Наиболее крупные угольные месторождения провинции: Хэганское (запасы 5 млрд. т, добыча на уровне 10 млн. т в год), Цзисийское (запасы 2,4 млрд. т, добыча 9 млн. т), Шуаньяшаньское (запасы 1,6 млрд. т, добыча 5 млн. т) и Чжалайнорское (добыча около 2 млн. т в год).

Крупный Кайлуаньский угольный бассейн в провинции Хэбэй снабжает углем восточные провинции страны, города Таншань, Тяньцзинь, Пекин. Уголь этого бассейна идет и на экспорт.

Угольное месторождение Датун занимает первое место по размерам добычи в провинции Шаньси. Отсюда уголь направляется на запад и юг страны. Сунаньский угольный бассейн (южная часть провинции Цзянсу) снабжает углем предприятия Нанкина, Уси и Чжэньцзяна.

Пиндиншаньский бассейн (провинция Хэнань) содержит битуминозные и коксующиеся угли хорошего качества. Добыча угля здесь на уровне 12—13 млн. т в год.

В Южном Китае в основном эксплуатируются средние и мелкие шахты.

На о. Тайвань месторождения каменного угля расположены в Северной и Центральной частях.

Особенность угольных месторождений о. Тайвань заключается в том, что уголь там залегает на больших глубинах.

Техническое оснащение угольных шахт Китая слабое. Широко используется ручной труд. Слабо развита открытая и гидравлическая добыча угля. В последние годы начато внедрение механизации на угольных шахтах. В 1972—1974 гг. КНР было закуплено в Англии и других странах Западной Европы оборудование для механизированной добычи угля в 13 забоях. В настоящее время средняя мощность угледобывающих предприятий КНР примерно около 15 тыс. т в год. Около 60% общей добычи угля в стране дают мелкие шахты. Эти шахты находятся в ведении народных коммун. В провинции Хунань такие шахты дают 1/3 всего добываемого в этой провинции угля, а в провинции Чунси около 2/3 добычи угля. В мае 1974 г. вступила в эксплуатацию самая глубокая угольная шахта в стране (глубина 925 м) «Тайузи» (провинция Ляонин), мощность ее 600 тыс. т угля в год.

Добычу угля в Китае характеризуют следующие цифры [1] (в млн. т):

1949 г.	1952 г.	1957 г.	1959 г.	1962 г.	1966 г.	1967 г.	1969 г.	1972 г.	1973 г.	1975 г.
32,4	66,5	130	348	200	245	170	225	300	378	450

В годы самоизоляции от стран социализма развитие экономики Китая сильно затормозилось. В стране начался спад промышленного производства, в том числе и в угольной промышленности. Только в 1973 г. добыча угля в стране немного превысила уровень 1959 г.

Крупнейшим потребителем угля в Китае является промышленность. Экспорт угля составляет 11—12% от общей добычи его. Бытовое потребление угля — на уровне 80 млн. т в год.

Нефть

До установления народно-демократического строя (1949 г.) в Китае нефтяная промышленность едва зарождалась. В 1914 г. компания «Стандард ойл» получила в Китае в провинции Шэньси нефтяную концессию сроком на 60 лет, но и ей не удалось наладить там промышленную добычу нефти. Так же безуспешно закончилась и попытка японо-китайского нефтяного общества, созданного в 1923 г.

[1] Без о. Тайвань.

Достаточно сказать, что в 20-х годах нашего столетия добыча нефти в Китае была на уровне 70 т в год. В те годы США ввозили в Китай керосин. К концу 1931 г. Япония вторглась в северо-восточную часть Китая, оккупировала ее и приступила к поискам нефти в районе Фусянь, но и эти попытки оказались безуспешными. Тогда Япония встала на путь использования богатейших китайских месторождений горючих сланцев, развернув в Фушуне строительство заводов по производству из сланцев искусственного жидкого топлива.

Таким образом, открытое в 1907 г. нефтяное малопроизводительное месторождение Яньчан вплоть до 1939 г. было единственным в Китае. В 1939 г. вступило в эксплуатацию крупное нефтяное месторождение Лаоцзюньмяо. В 1941 г. в провинции Синьцзян вступило в промышленную разработку нефтяное месторождение Тушаньцзы (Джунгария).

К моменту победы в Китае народно-демократического строя в стране разрабатывалось лишь три нефтяных месторождения: Лаоцзюньмяо (провинция Ганьсу), Тушаньцзы (Джунгария) и Яньчан (провинция Шэньси). Общая добыча нефти в этих провинциях в 1948 г. составила лишь 78 тыс. т. С 1907 по 1949 гг. в Китае было открыто еще четыре нефтяных месторождения, но размеры добычи в них были незначительны. Придя к власти, народное правительство Китая приняло энергичные меры по организации поисков в стране полезных ископаемых, в частности нефтяных залежей.

С помощью Советского Союза были поставлены в широких масштабах поиско-разведочные работы на нефть в Джунгарии, Ганьсу, Шэньси и Сычуане. Особенно заметно объем работ начал увеличиваться с 1954 г. К 1956 г. на территории КНР было выявлено около 300 площадей, благоприятных для скопления нефти и газа.

К 1960 г. в Китае уже была создана материально-техническая база, необходимая для дальнейшего развития добычи нефти, и подготовлены в высших учебных заведениях Советского Союза высококвалифицированные кадры нефтяников различного профиля.

К настоящему времени в стране обнаружены значительные ресурсы нефти и природного газа. Эти ресурсы оцениваются по-разному. По данным некоторых французских специалистов, запасы нефти в Китае составляют 2,7 млрд. т[1], по другим данным — 3,4 млрд. т. Японский экономист Марикава Киёси извлекаемые запасы нефти в КНР оценивает в 2,8 млрд. т[1]. Кроме того, запасы нефти на о. Тайвань составляют 25 млн. т, не считая еще не установленных запасов в районах континентального шельфа, где в настоящее время ведутся поисково-разведочные работы. По данным генерального консула США в Гонконге, запасы нефти в КНР равны 48 млрд. т (с учетом запасов на континентальном шельфе).

Добыча нефти в Китае развивается медленно (в млн. т)[2]:

1949 г.	1957 г.	1958 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,07	1,46	2,26	25,4	30	35	50	75

В зарубежной литературе сообщаются прогнозы роста добычи нефти в Китае в 1980 г. до 400 млн. т. Возможно, этот прогноз преувеличен.

---

[1] «Санди Таймс», 22/V — 1974.

[2] С учетом нефти, полученной из сланцев (примерно 2,5—3 млн. т в год).

В 1974 г. примерно 40% общей добычи нефти в Китае было получено в Дацине (Северо-Восточный Китай). В последние годы прирост добычи нефти в стране шел главным образом за счет месторождений района Дацина и особенно за счет Шэнли и Дагана.

В Цайдамском нефтедобывающем районе (провинция Цинхай) разрабатываются нефтяные месторождения: Лэнху — 3, № 4, № 5, Юшашань, Юцюанцзы и Лаошань. Основная трудность в развитии здесь добычи — недостаток транспортных средств. Связь с Цайдамом осуществляется по грунтовым дорогам. Предполагалось построить железную дорогу Ланьчжоу — Цинхай протяженностью 1200 км. Нефть этого нефтяного района перерабатывается на заводах в Лэнху (мощностью 300 тыс. т в год) и на заводе Юцыаньцзы (мощность 100 тыс. т в год), остальная нефть перевозится в автоцистернах до железной дороги Ланьчжоу — Синьцзян.

Один из основных нефтедобывающих районов в КНР — Карамайский расположен в западной части Джунгарского нефтегазоносного бассейна. Нефть здесь залегает на глубине от 100 до 2300 м. Залежи нефти были открыты в 1955 г. В 1972 г. здесь эксплуатировалось примерно 500 скважин, из них было добыто 4,5 млн. т нефти. От нефтяных промыслов этого района к нефтеперерабатывающему заводу в Тушаньцзы проложены основной и вспомогательный нефтепроводы. Значительная часть добываемой здесь нефти вывозится в Ланьчжоу на нефтехимический комбинат и в другие районы страны. В Синьцзяне имеется еще несколько нефтяных промыслов, но добыча нефти на них незначительна.

Юймыньский или Преднаньшаньский нефтедобывающий район (провинция Ганьсу) объединяет ряд нефтепромыслов. Добыча нефти здесь началась в 1939 г. Самый крупный нефтяной промысел этого района — Ляоцзюньмяо. К западу от него находится крупное месторождение нефти Яэрся. Кроме того, в этом районе есть и менее крупные нефтяные месторождения: Шиюгоу, Баянхэ и др. Добыча нефти в Юймыньском районе до 4 млн. т в год. Нефть этого района перерабатывается в Юймыне и Ланьчжоу. В 1958 г. здесь был проложен нефтепровод протяженностью 540 км.

В центральной части Сычуаньского бассейна имеется несколько нефтяных месторождений. Месторождение Наньчуан разрабатывается с 1959 г., добыча нефти здесь до 2 млн. т в год. Здесь же имеется нефтеперерабатывающий завод.

Поисково-разведочные работы ведутся в Тибетском районе.

В Китае построена плавучая буровая платформа для бурения разведочных скважин в зал. Бохайвань.

Поиски нефти в Южно-Китайском море предполагается вести совместно с нефтяными компаниями Австралии.

В КНР создан Китайско-Британский торговый совет. В 1975 г. этот совет провел конференцию, посвященную вопросам перспектив развития нефтяной промышленности Китая и возможности участия в ней британских фирм.

Нефтяной транспорт. Большинство нефтяных месторождений Китая удалено от потребителей нефти и портов страны. Нефть перевозится главным образом железнодорожным и автомобильным транспортом и только там, где можно, — судами. В настоящее время в стране имеется 30 крупнотоннажных танкеров, из них только небольшая часть грузоподъемностью более 15 тыс. т, самый крупный танкер «Цзиньху» водоизмещением 46 тыс. т. В 1975 г. был спущен на воду танкер «Дацин-62» грузоподъемностью 24 тыс. т.

Общая протяженность нефтепроводов Китая к 1975 г. составляла 3500 км (большинство из них малого диаметра). Общий объем транспортировки нефти в КНР по нефтепроводам не превышает 8 млн. т в год. В последние годы несколько оживились работы по сооружению нефтепроводов. В 1974 г. проложен нефтепровод длиной 100 км от Дацина до порта Далянь (Дальний). Этот нефтепровод имеет большое значение для экспорта нефти в Японию. Предполагается, что по нему будет экспортироваться в Японию до 5 млн. т нефти в год. В том же году был сдан в эксплуатацию нефтепровод Дацин — Циньхуандао протяженностью 1152 км, проходящий через провинции Хэйлунцзян, Ляонин и Хубэй. Тогда же вступил в эксплуатацию 335 км нефтепровод от нефтяного месторождения Шэнли до порта Циньхуандао. В 1975 г. завершено строительство участка нефтепровода порт Циньхудандао — Пекин протяженностью 355 км, по которому будет поставляться нефть с месторождений Дацина.

В 1975 г. было закончено строительство нефтепровода КНР — КНДР.

Одновременно со строительством нефтепроводов в Китае форсируется и строительство портовых сооружений. В 1973 г. были переоборудованы порт Тяньцзинь, предназначенный для приема танкеров водоизмещением 35 тыс. т, порт Ляньюньган — для приема судов водоизмещением в 10 тыс. т. В Циньхуандао закончилось строительство первой очереди нефтяного причала для приемки крупных танкеров. Нефтяной порт Циньхуандао является самым современным в КНР. После реконструкции 1975 г. он принимает одновременно два танкера водоизмещением по 35 тыс. т. В настоящее время в этом порту строится причал для танкеров водоизмещением 50—70 тыс. т. Аналогичные работы ведутся в Шанхае, Гуанчжоу, Циндао, Янтае и др.

После окончания реконструкции семи портов грузооборот их увеличился до 15 млн. т в год.

Нефтеперерабатывающая промышленность. До 1949 г. нефтеперерабатывающей базы в Китае практически не было. Она была создана в основном в годы тесного сотрудничества с европейскими социалистическими странами и особенно с помощью СССР.

В настоящее время в КНР имеется 24 нефтеперерабатывающих завода общей мощностью 54 млн. т. В последние годы мощности нефтепереработки в стране возрастали преимущественно за счет реконструкции действующих заводов. Так, нефтеперерабатывающий завод в Шанхае за последние 15—20 лет 4 раза подвергался реконструкции.

Большинство нефтеперерабатывающих заводов КНР имеет малую мощность и оснащено установками по первичной переработке нефти и термическому крекингу, что позволяет производить лишь неглубокую переработку нефти.

Заводы, расположенные в Даляне, Фушуне, Цзиньси, Циньчжоу, Пекине, Шанхае и Ланьчжоу, перерабатывают дацинскую нефть. Она транспортируется по нефтепроводу, железной дороге и в танкерах.

Некоторые нефтеперерабатывающие заводы имеют установки по производству нефтехимической продукции. Так, завод в Ланьчжоу имеет установки по производству синтетического каучука и химического волокна. На этом заводе внедрен метод депарафинизации нефти. Нефть на завод поступает с промыслов Юймынь, Цайдам и Карамай по нефтепроводу длиной 880 км, частично по железной дороге и даже автотранспортом. Завод в Ланьчжоу в основном производит керосин, мазут, смазочные масла, авиабензин, дизельное и ракетное

топливо. На базе отходящих газов организовано производство азотных удобрений, синтетического каучука, полипропилена и других продуктов. Оборудование для нефтехимических установок импортировано из Англии, Франции, США и Японии.

Завод в Шанхае вырабатывает бензин, керосин, дизельное топливо, смазочные масла и сажу. Отходящие нефтяные газы передаются с этого завода по трубопроводу длиной 2 км с диаметром труб 200 мм на нефтехимический завод Гаоцяо, где на его базе организовано производство некоторых нефтехимических продуктов (этилен, пропилен, бутилен, полиэтилен, полистирол и др.).

На Даляньский нефтеперерабатывающий завод нефть подается с дацинских нефтепромыслов по железной дороге. Пекинский завод закончен строительством в 1973 г. Он расположен в 60 км от г. Пекина. Этот завод строился с помощью румынских специалистов. В основном он производит нефтехимическую продукцию (кроме бензина, керосина и дизельного топлива).

Завод в Нанкине сдан в эксплуатацию в 1958 г. Он несколько раз расширялся. Завод перерабатывает нефть Юймыньских и Сычуаньских нефтепромыслов. Этот завод специализируется на производстве авиационного и автомобильного бензина, керосина, дизельного топлива и смазочных масел. На заводе есть несколько установок по производству нефтехимикатов.

Заводы Северо-Восточного Китая до 1960 г. вырабатывали жидкое топливо из горючих сланцев и угля. Затем они были реконструированы, расширены и приспособлены для переработки нефти. Эти заводы расположены в Фушуне, Цзиньси, Цзиньчжоу, Санине и др.

В Северо-Западном Китае почти все нефтеперерабатывающие заводы (кроме Ланьчжоуского) построены в районах нефтедобычи. Производственная мощность их невелика, они удалены от основных потребителей нефти.

Карамайский нефтеперерабатывающий завод в Синьцзян-Уйгурском автономном районе был построен в 1958 г., в 60-х гг. реконструирован.

Завод в Тушаньцзы построен в 1954 г. Несколько раз расширялся. Нефть на завод поступает по двум нефтепроводам с промыслов Тушаньцзы и Карамай: один нефтепровод длиной 147 км диаметром 406 мм, второй длиной 140 км диаметром 610 мм. Завод вырабатывает бензин, дизельное топливо и нефтяной кокс.

Турфанский нефтеперерабатывающий завод (Синьцзян-Уйгурский автономный район) перерабатывает нефть местных нефтяных промыслов.

Завод в Юймыни был недавно реконструирован, мощность его доведена до 1,2 млн. т. Такая мощность недостаточна для переработки нефти, добываемой на Юймыньских промыслах, а потому значительная часть ее направляется на заводы в Ланьчжоу, Шанхай, Нанкин и Далянь.

На Цайдамских нефтяных промыслах построены три нефтеперерабатывающих завода.

Завод в Наньчуне перерабатывает нефть сычуаньских нефтепромыслов.

В Южном Китае имеется крупный завод в Маомине. Он перерабатывает нефть, добываемую из сланцев. На этом заводе есть несколько установок для получения нефти из горючих сланцев. Ежегодно он дает примерно 2 млн. т нефтепродуктов (керосин, серу и др.).

Нефтеперерабатывающая промышленность о. Тайвань располагает двумя крупными заводами. Один из них — в г. Гаосюн мощностью 4 млн. т в год,

второй — в г. Тяньчжуэшань мощностью 2,5 млн. т в год. Эти заводы перерабатывают импортную нефть, получаемую 90% из стран Персидского залива и 10% — из Индонезии. Есть еще небольшой завод в г. Мяоли. Он перерабатывает местную нефть.

В потреблении нефтепродуктов около 19% составляет бензин и 12% — нефтяное топливо. Душевое потребление нефти в Китае в среднем 50 кг в год.

В последние годы КНР пытается наладить экспорт нефти (главным образом в Японию). В 1976 г. поставка китайской нефти в Японию составила 6,1 млн. т.

Газ

В последние годы в КНР предпринимаются усилия к организации газовой промышленности. Добыча газа в настоящее время в основном ведется в провинции Сычуань, а также вблизи Кантона и Шанхая. Разведанные запасы газа здесь в настоящее время оцениваются в 850 млрд. м^3, из них — в Сычуанском бассейне 525 млрд. м^3, в Цайдамском районе 80 млрд. м^3. Месторождения Цайдамского района находятся в консервации.

В бассейне Сычуань газ добывается примерно из 10 месторождений, разведанные запасы которых оценены в 100 млрд. м^3, а добыча до 1 млрд. м^3 в год. Из Сычуаня газ по газопроводам подается в ряд городов. Выявлены залежи газа и в провинциях Гуйчжоу, Хубэй и Гуандун. Месторождения этих провинций расположены вблизи крупных потребителей газа.

Добыча природного газа в КНР характеризуется следующими цифрами (в млрд. м^3):

1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.
7	8	10	35

Сланцы

По запасам горючих сланцев КНР занимает пятое место в мире. Разведанные запасы сланцев, по данным большинства зарубежных источников, оцениваются в 18—20 млрд. т.

Первое место по размерам запасов занимает провинция Ляонин (содержание сланцевого масла этой провинции 5,5%), затем Шэньси (5%), Гуандун (8%), Гирин (5%) и Ганьсу (5,1%).

Наиболее крупное месторождение сланцев расположено близ г. Фушунь (провинция Ляонин). Оно тянется полосой в 2,4 км на расстоянии около 15,5 км. Мощность пластов 300—500 м. Среднее содержание смолы 5,5%. Месторождение сланцев близ г. Бэйань (провинция Хэйлунцзян) занимает площадь 2000 км^2. Мощность пластов около 30 м. Содержание смолы в сланцах от 6 до 10%. Разрабатываются они открытым способом. Есть залежи сланцев и в провинции Цзянси, Хэбэй, Сычуань и в Уйгурском автономном районе, вблизи г. Харбина и во Внутренней Монголии.

В настоящее время из горючих сланцев в КНР получают более 4 млн. т сланцевого масла в год, а в 1949 г. производство его составляло лишь 51 тыс. т. Производство масла из сланцев сосредоточено в основном в районах: Нуньань — Цяньго — Чанлин, Хуадянь, Ванцин, Цзяохэ и Лишу.

Лес

В настоящее время на леса в Китае приходится 8% территории страны или 76 млн. га. Основные лесные массивы сосредоточены в провинциях Хэйлунцзян и Сычуань, а также в автономном районе Внутренней Монголии. Ежегодно в апреле месяце производятся новые посадки, обычно по берегам рек, в жилых поселках и у водоемов, вдоль дорог и т. п.

Лесообрабатывающие предприятия работают почти без отходов. В 1975 г. коэффициент использования лесоматериалов достиг 94%. И все-таки в КНР не хватает лесоматериалов. В энергетическом балансе страны древесина не имеет практического значения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергия

Общие гидроэнергетические ресурсы КНР оцениваются в 544 млн. кВт, из которых 300 млн. кВт пригодны для использования. Гидроэнергоресурсы распределяются неравномерно между отдельными районами:

	млн. кВт	%
Северо-Восточный	14,5	2,81
Северный (в т. ч. Внутренняя Монголия)	10,6	1,94
Восточный	24,4	4,47
Центральный	29,5	5,36
Южный	23,6	4,33
Северо-Западный	49,2	9,04
Юго-Западный	253,4	46,51
Тибетский автономный район	139,1	25,54
Всего	544,3	100,0

Более 72% гидроэнергетических ресурсов приходится на долю двух промышленных районов Китая — Юго-Западного и Тибетского.

В 1973 г. установленная мощность гидроэлектростанций КНР составляла около 6 млн. кВт. В настоящее время ГЭС дают не более 1% годового производства электроэнергии в стране. Освоено всего лишь 1,5—2% технически возможных к использованию гидроэнергоресурсов, что объясняется общей отсталостью экономики Китая.

Строительство гидроэлектростанций идет медленными темпами. В 1966—1969 гг. в бассейне р. Янцзы построено более 20 крупных и средних ГЭС общей установленной мощностью более 2,9 млн. кВт. К началу 1972 г. в бассейне в среднем и нижнем течении р. Янцзы действовало несколько тысяч мелких ГЭС.

В 1973 г. в районе слияния рек Ханьцзян и Даньцзян была сдана в эксплуатацию первая очередь крупного комплексного гидроузла Даньцзянкоу (провинция Хубей), в состав которого входят: плотина длиной около 2,5 км, ГЭС мощностью 900 тыс. кВт (первый агрегат ее был сдан в эксплуатацию в 1968 г.) судоподъемник грузоподъемностью 150 тыс. т и водохранилище. Ведутся работы по освоению гидроэнергетических ресурсов р. Хуанхэ. К началу 1974 г. здесь имелось пять крупных гидроузлов. За 1966—1973 гг. в верховьях этой реки было построено несколько ГЭС общей мощностью более 1,3 млн. кВт. Предполагается строительство нескольких крупных ГЭС.

В 1972 г. сдана в эксплуатацию ГЭС мощностью 100 тыс. кВт в районе оросительной системы Дунцзянь и построена крупная ГЭС на р. Эрдаобайхэ.

В 1973 г. в провинции Аньхой создана сельская энергосистема, работающая в основном на гидроэнергии. Протяженность линии электропередач — 17 500 км, общая мощность подстанций 570 тыс. кВт. В провинции Сычуань (в Эмейских горах) построено пять ступеней каскада гидроэлектростанций, а также 120 малых ГЭС. Вырабатываемая на них электроэнергия обслуживает промышленность, сельское хозяйство и население. В уезде Дунсин Гуанси-Чжуанского автономного района действуют 109 небольших ГЭС.

С 1966 по 1975 гг. в провинции Ляонин построено 199 мелких ГЭС, в результате производство электроэнергии здесь увеличилось в 10 раз по сравнению с 1965 г. В автономном уезде Тундао (провинция Хунань) с 1965 г. построено 241 очень мелких ГЭС, в провинции Цинхай за 1966—1973 гг. построено 122 таких же ГЭС и т. д.

В 1974 г. сдана в эксплуатацию ГЭС в Фэншу (провинция Гуандун), увеличена мощность ГЭС на р. Тайцзыха (провинция Ляонин) с 60 тыс. до 100 тыс. кВт. Начато строительство нескольких аккумулирующих гидроэлектростанций в провинции Цзянсу.

В 1975 г. завершено строительство самой крупной в Китае Ляцзясянской ГЭС на р. Хуанхэ (провинция Ганьсу). Общая мощность ее 1225 тыс. кВт, что позволяет ежегодно вырабатывать 5,7 млрд. кВт·ч электроэнергии в год [1]. На этой ГЭС установлено пять крупных гидроагрегатов отечественного производства, в том числе первый из них мощностью 300 тыс. кВт. После сдачи в эксплуатацию этой ГЭС и линии передач в Китае образовалась новая крупная энергосистема, охватывающая провинции Цинхай, Ганьсу и Шэньси, где, по данным западной печати, сосредоточен ряд военно-промышленных центров КНР.

В 1974 г. окончено строительство Даньцзянкоуской ГЭС (провинция Хубэй) мощностью 900 тыс. кВт. В том же году введены в эксплуатацию ГЭС в Фэншуба (в верховьях р. Дунцзян, провинция Гуандун) и ряд более мелких ГЭС, среди которых — ГЭС на р. Духэ (провинция Хубэй) мощностью 150 тыс. кВт, Тяньдунская ГЭС (Гуанси-Чжуанский автономный район) мощностью 12 тыс. кВт, ГЭС на р. Мяотяохэ мощностью менее 2 тыс. кВт и ГЭС «Дунфанхун» в Синьцзяне мощностью 1,6 тыс. кВт. Разрабатываются проекты для строительства крупных ГЭС на реках Хуанхэ и Янцзы общей мощностью 4000 МВт.

Электроэнергетика — одна из отсталых отраслей народного хозяйства КНР. В 1959 г. установленная мощность всех электростанций КНР составляла 9,4 млн. кВт; к 1975 г. она достигла 20 млн. кВт.

Большинство электростанций КНР имеет небольшую мощность и работает с невысокими технико-экономическими показателями. Три четверти общей мощности электростанций КНР приходится на ТЭС. Они тоже невелики. В 1973 г. на ТЭС КНР насчитывалось не более 25 паровых турбоагрегатов единичной мощностью 100 тыс. кВт и более и только два агрегата импортных — по 150 тыс. кВт. Только в 1973 г. в стране был произведен первый отечественный энергоблок мощностью 300 тыс. кВт. Новинкой 1974 г. явилось создание для ТЭС парового генератора в 100 МВт, статор и ротор которого охлаждаются водой.

---

[1] «New York Times», 15/XI—1974.

В период 1972—1974 гг. Китай закупил значительное количество паровых турбоагрегатов мощностью по 100 тыс. кВт и более и электрооборудование для ГЭС общей мощностью порядка 5—6 млн. кВт (в том числе агрегаты по 320 тыс. кВт).

Значительная часть прироста производственной мощности в электроэнергетике в 50-х годах была достигнута за счет поставок оборудования из СССР и европейских социалистических стран. В период 1961—1965 гг. строительство новых электростанций и расширение действующих замедлилось. Со второй половины 60-х годов темпы строительства электростанций несколько возросли. Эта тенденция продолжалась в период 1970—1974 гг. Начали строить, как уже отмечалось, мелкие электростанции. В 1974 г. в КНР не было ни одной ГЭС и ТЭС мощностью более 1 млн. кВт.

Производство электроэнергии в КНР характеризуется следующими цифрами (млрд. кВт·ч):

1949 г.	1952 г.	1957 г.	1959 г.	1962 г.	1966 г.	1969 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
4,3	7,3	19,3	41,4	35	70	65	83	92	102	107

Примерно 76% электроэнергии в стране потребляет промышленность. Бытовое потребление электроэнергии строго ограничено. На одного занятого в промышленности человека приходится электроэнергии в 4,5—5 раз меньше, чем во Франции или ФРГ. Невелико и общее потребление всех видов энергии в стране.

КОРЕЙСКАЯ НАРОДНО-ДЕМОКРАТИЧЕСКАЯ РЕСПУБЛИКА

За годы социалистического строительства КНДР достигла больших успехов. Успешно развивается и энергетическое хозяйство страны, основой которого являются каменный, бурый уголь и сланцы.

Геологические запасы угля в стране оцениваются примерно в 10 млрд. т, разведанные более 2 млрд. т, из которых примерно три четверти — антрациты и одна четверть — бурые угли. Залежи угля сосредоточены в Пхеньянском бассейне, в нижнем течении р. Тэдонгана, в северной части провинции Пхенан-Намдо, в районах Мунчхон и Кован; основные месторождения бурого угля — в долине р. Туманган. В последние годы в Корее открыто более десяти крупных месторождений угля. Их разработка позволит увеличить добычу угля в ближайшие годы.

Добыча угля в стране увеличивается с каждым годом (в млн. т):

1949 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
4,0	3,1	10,6	17,9	27,5	33,0

Около 80% добываемого в стране угля приходится на долю провинции Северный Хамген.

В стране ведутся поисково-разведочные работы на нефть. Выявленными запасами нефти КНДР пока не располагает. Нефть, нефтепродукты, коксующийся уголь и кокс КНДР импортирует из Советского Союза. На базе советской нефти в стране заложены основы национального производства нефтепродуктов. В начале 70-х годов сдана в эксплуатацию первая очередь первого в стране нефтеперерабатывающего завода.

В КНДР имеются залежи торфа, запасы которого точно не установлены.

Важную роль в энергетике КНДР играет гидроэнергия. Потенциальные ресурсы ее оцениваются в 38 млрд. кВт·ч. Основная часть их сосредоточена в бассейнах рек Амноккан (примерно 10,2 млрд. кВт·ч, из которых 8 млрд. кВт·ч экономически целесообразны к использованию), Туманган и Чанчжинган. С 1960 г. эксплуатируется ГЭС Сапун установленной мощностью 700 МВт. Впадающая в Японское море р. Туманган имеет протяженность более 5000 км. Энергетические ресурсы ее оцениваются в 6 млрд. кВт·ч, из которых 0,6 млрд. кВт·ч возможны к промышленному использованию.

В КНДР имеются залежи торфа, запасы которого точно не установлены. Производство электроэнергии в стране характеризуется следующими цифрами (в млрд. кВт·ч):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.
4,0	3,1	9,1	13,3	16,5	16,5

РЕСПУБЛИКА КУБА

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Энергетические ресурсы Кубы незначительны и не удовлетворяют возрастающих потребностей страны в энергии. В стране имеются небольшие месторождения лигнитовых углей в районах Майори и Гуантанамо (провинция Ориенте). Продуктивные пласты этих месторождений имеют небольшую мощность, лигниты низкого качества.

Нефть

Революционное правительство Кубы принимает энергичные меры к организации отечественной нефтяной промышленности.

До 1954 г. на Кубе эксплуатировались четыре небольших нефтяных месторождения: Бакуранао, Крус-Верде, Санта-Мария и Пеньян-Альтас, расположенные в курортной зоне «Кампо Гавана». В 1954 г. была обнаружена нефть в Хатибонико (на границе двух провинций — Лас-Вильяс и Камагуэй); продуктивные пласты здесь залегают на глубине 330 м. Самая высокодебитная скважина этого месторождения давала 18 т/сут.

После победы революции и свержения диктаторского режима Батисты революционное правительство Кубы приняло меры к развитию нефтедобычи. Был создан Институт минеральных ресурсов, в ведение которого передана нефтяная промышленность страны. Это нанесло удар по интересам американских нефтяных компаний «Техсако ойл» и «Эссо» и английской компании «Петролера Шелл де Куба» — основных поставщиков нефти на Кубу. Нефтяные компании США отказались продавать Кубе нефть и нефтепродукты, решили законсервировать принадлежащие им нефтеперерабатывающие заводы на Кубе и увезли из страны всю техническую документацию по геологоразведочным работам. Эти действия американских компаний были рассчитаны на то, чтобы поставить молодую республику в условия энергетического голода. Советский Союз оказал Кубе быструю и большую помощь, предоставив ей возможность закупить нужное количество нефти и нефтепродуктов. Советские специалисты выехали на Кубу и за короткий срок составили первую геологическую карту страны, что позволило начать поисково-разведочные работы на нефть и газ.

Первые разведочные скважины в центральной части северного морского шельфа Кубы, к востоку от Кайбарьена — на Кайо-Романо и к западу —

в районе Варадеро оказались безрезультатными. Разведочные работы в районе Кайо-Романо, а затем в Хатибонико и Кристалес оказались успешными. В настоящее время на Кубе разрабатывается восемь нефтяных месторождений, из них наиболее крупные четыре — Гуанабо, Харуко, Хатибонико и Кристалес. Первые два месторождения — в западной части острова, в районе Гаваны, вторые два — в центральной части. Месторождения Хатибонико и Кристалес дают примерно 85% всей добываемой нефти в стране. Нефть добывается из карбонатных пород, а на месторождении Хатибонико — из туфогенно-осадочных пород. Остальные месторождения мелкие, расположены они главным образом в районе Гаваны.

Общая добыча нефти на Кубе еще незначительна — на уровне 250 тыс. т в год. Потребности страны в нефти в основном обеспечиваются поставкой ее из Советского Союза.

К настоящему времени установлено несколько перспективных нефтяных площадей, расположенных вдоль северного и южного побережий острова. Наибольший интерес представляют северное атлантическое побережье острова и прилегающая акватория.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Не будучи заинтересованы в создании национальной нефтяной промышленности на Кубе, иностранные компании имели там лишь два нефтеперерабатывающих завода: один — в Гаване, принадлежавший «Эссо» и «Роял датч-Шелл», и второй — в Сантьяго, принадлежавший компании «Техсако ойл». Производственная мощность их составляла лишь 0,3 млн. т сырья в год и только в 1957 г. она была увеличена до 4,5 млн. т нефти в год.

После революции 1959 г. правительство Кубы начало создавать отечественную нефтеперерабатывающую базу. Было построено несколько новых заводов: в Эль-Которро (близ Гаваны), Сантьяго-де-Куба и др. В настоящее время мощность нефтеперерабатывающих заводов Кубы превысила 6 млн. т в год. Переработка нефти выросла с 3,6 млн. т в 1958 г. до 5,9 млн. т в 1975 г.

Местные виды топлива составляют примерно около половины общего топливно-энергетического баланса Кубы. К ним относятся асфальтиты, торф, отходы переработки сахарного тростника — багасса. Запасы асфальтитов (твердый битум) на Кубе оцениваются в 25 млн. т, а добыча их — на уровне 40 тыс. т в год. Асфальтиты используются не только для энергетических целей (в качестве котельного топлива) на крупных промышленных предприятиях и на тепловых электростанциях, но и как сырье для некоторых отраслей промышленности, в частности химической.

Важным источником энергии местного значения является торф. В прибрежных районах насчитывается более 200 тыс. га торфяных болот, но толщина слоя его здесь в основном до 0,5 м. В некоторых районах толщина слоя достигает 5 м. Известны два крупных месторождения торфа на полуострове Сьенага-де-Сапата. Геологические запасы торфа на этом полуострове оцениваются в 3,4 млрд. м³ (в пересчете на воздушно-сухой торф влажностью около 35%). Торф этот содержит не более 19% золы и повышенное содержание серы — до 1,6%, механическая прочность его незначительная. Эти качества торфа являются ценными при использовании его в энергетических целях.

Значительная роль в энергетических ресурсах Кубы принадлежит отходам переработки сахарного тростника — багассе, представляющей собой измель-

ченную массу, лишенную сахарозы и влаги. Она используется не только как топливо, но и как сырье для целлюлозно-бумажной, мебельной, текстильной и химической промышленности.

При переработке тростника на сахарных заводах получается 25 кг и более массы багассы на 1 т зеленой массы. Годовое производство багассы — около 14 млн. т, что эквивалентно 3,6 млн. т мазута. Теплота сгорания ее 2300—2500 ккал/кг сухой массы.

Багасса используется не только как топливо, но и как сырье для целлюлозно-бумажной, мебельной, текстильной и химической промышленности.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетические ресурсы Кубы незначительны. В стране работает несколько гидроэлектростанций, наиболее крупная из них — подземная гидроэлектростанция «Анабанилья» в провинции Лас-Вильяс мощностью 43 тыс. кВт. Мощность ГЭС «Гуасо» (провинция Ориенте) — 1,8 тыс. кВт и ГЭС «Пилото» (провинция Пинар-дель-Рио) — 280 кВт. Доля гидроэнергии в общем балансе энергетических ресурсов страны составляет примерно 3%.

В 1960 г. на Кубе была национализирована компания «Американ энд Форин Пауэр», после чего электрохозяйство страны было обновлено и расширено. Большую помощь в строительстве электростанций в стране оказал Советский Союз и другие социалистические страны.

В 1969 г. вошла в эксплуатацию крупная тепловая электростанция в Нуэвитасе, которая дает более 1 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. Кроме того, на о. Пинос построена ТЭС средних размеров, рассчитанная на полное удовлетворение нужд острова в электрической энергии. В начале 70-х годов на Кубе была сдана в эксплуатацию новая электростанция в г. Сьенфуэгос. Она дает электроэнергию предприятиям провинции Лас-Вильяс.

В настоящее время Куба имеет 19 крупных электростанций общей мощностью около 1,5 млн. кВт. Они объединены в энергетические системы «Запад» и «Восток».

Производство электроэнергии в стране составило (в млрд. кВт·ч):

1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
0,9	3,0	3,7	4,9	6,6

Выработка электроэнергии в стране в 1975 г. в 4 раза превысила дореволюционный уровень. Среднегодовые темпы прироста выработки электроэнергии на Кубе составили: в 1961—1965 гг. — 4,3%, в 1966—1970 гг. — 7,9% и в 1971—1974 гг. — 8,1%. Потребление электроэнергии на душу населения увеличилось с 300 до 600 кВт·ч в год.

На Кубе широко используются ветряные двигатели для подъема воды из скважин для бытовых и сельскохозяйственных нужд. В восточных провинциях (особенно в районе Сантьяго) применяются солнечные водонагреватели для снабжения горячей водой жилого и коммунального сектора.

Энергетический баланс страны в настоящее время составляет: отходы переработки сахарного тростника — более 40%, нефть отечественной добычи — немногим более 1%, гидроэнергия, асфальтиты и другие источники энергии — менее 0,5% и около 58% приходится на долю жидкого топлива, импортируемого из Советского Союза.

МОНГОЛЬСКАЯ НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА

До народной революции 1921 г. Монголия была одной из самых отсталых стран Востока с преобладанием натурального хозяйства. Большая часть земли была сосредоточена в руках крупных феодалов и монастырей. Крупной промышленности не было совсем. После народной революции и образования Монгольской Народной Республики в стране были проведены большие преобразования. Кооперирование индивидуальных аратских хозяйств было успешно завершено в 1959 г. Начала развиваться промышленность. К 1940 г. доля промышленности в совокупном продукте страны составляла 20%. В настоящее время промышленность дает более одной трети совокупного общественного продукта и более одной пятой национального дохода, более 40% экспортной продукции и свыше 50% товаров для внутреннего рынка.

В 1975 г. промышленность МНР дала почти 40% совокупного общественного продукта или 25% национального дохода страны.

XVII съезд Коммунистической партии МНР утвердил Основные направления развития народного хозяйства и культуры на 1976—1980 гг. Они предусматривают увеличение объема промышленного производства в 1980 г. по сравнению с 1975 г. на 60—65%.

В индустриализации народного хозяйства большую помощь Монгольской Народной Республике оказывают социалистические страны — члены СЭВ: СССР, Болгария, Венгрия, ГДР, Польша и Чехословакия.

Важное место в политике МНР, направленной на индустриализацию страны, занимает проблема создания и развития энергетической базы. Потребление всех видов энергетических ресурсов в МНР находится на уровне 1,5 млн. т у. т. Основу энергетического баланса МНР составляет уголь, доля его более 60%. Геологические запасы угля оцениваются в 219 млрд. т, из которых 3,5 млрд. т разведанных. Добыча угля в 1975 г. составила 2,7 млн. т. Половина добываемого угля расходуется на производство электроэнергии.

Месторождения угля сосредоточены в основном в северо-западной и восточной частях страны. Месторождение Кетин-Кетюль расположено юго-западнее г. Улангом. Здесь добывается очень зольный антрацит с глубины 1000 м. Разведанные запасы его примерно 3,2 млн. т. В западной части Монголии находится месторождение Ачит-Нур. Запасы его порядка 2 млн. т. Теплота сгорания угля 6290 ккал/кг. Мощность угольных пластов Табун-Тологайского месторождения от 0,5 до 9 м. Теплота сгорания угля 7180 ккал/кг. В северной части Монголии расположено Шарын-Гольское месторождение, которое является основной топливной базой Улан-Батора. Мощность основного пласта здесь около 15 м. Угли бурые, переходят в каменные, с теплотой сгорания 7000—7200 ккал/кг. Полностью запасы месторождения еще не определены. Месторождение Боро-Булак имеет четыре продуктивных пласта мощностью от 0,9 до 15 м, разведанные запасы угля 1,4 млн. т. Теплота сгорания его 6000—6900 ккал/кг.

На месторождении Тушилга-Ула разрабатывается угольный пласт мощностью около 2 м. Запасы угля 650 млн. т. Теплота сгорания его 6300 ккал/кг.

В 40 км от Улан-Батора находится месторождение Налаиха. Оно имеет 11 угольных пластов, мощность их от 1 до 7 м. Разведанные запасы угля 82 млн. т. Угли малосернистые со средней зольностью 15—22%, теплотой сгорания

4800—6000 ккал/кг. Угольные месторождения имеются также в районах Балибулак, Ундэр-Хан, Сайн-Шанд и Югодзыр. Недавно в стране сооружены угольные карьеры Шарын-Гольский и Адуун-Чулунский.

В текущем пятилетии (1976—1980 гг.) при помощи Советского Союза в МНР будет разрабатываться угольный разрез на Баганурском месторождении.

В 1940 г. в результате поисково-разведочных работ было обнаружено небольшое Дзунбаинское нефтяное месторождение, которое введено в эксплуатацию, но дает мало нефти. Известны еще два нефтяных месторождения: Ухинское и Глинкинское. Поисково-разведочные работы на нефть и газ в МНР продолжаются.

Большое значение в энергетическом хозяйстве страны играет электроэнергия, на долю которой приходится около 40% общего потребления всех видов энергии. До народной революции в Монголии была одна электростанция мощностью в 60 кВт. В настоящее время выработка электроэнергии в стране превысила уровень 1940 г. более чем в 45 раз. В 1974 г. мощность электростанций МНР составляла 280 МВт, из них 180 МВт приходилось на ТЭС и 100 МВт — на дизельные. Выработка электроэнергии в стране в 1975 г. составила 0,8 млрд. кВт·ч.

При содействии СССР и других социалистических стран в МНР построены мощные электростанции в Улан-Баторе, Дархане, Чойбалсане и других городах. К 1979 г. мощность Улан-Баторской ТЭС будет значительно увеличена. В единую энергетическую систему включены территории Центрального и Селенгинского аймаков, играющих большую роль в экономической жизни страны. В начале 1976 г. центральная энергосистема МНР была соединена с энергосистемой Сибири.

О больших достижениях МНР в области электроэнергетики может свидетельствовать уровень производства электроэнергии на душу населения, который еще в 1974 г. достиг 507 кВт·ч.

ПОЛЬСКАЯ НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА

После освобождения Польши от немецкой оккупации в Польской Народной Республике начался процесс быстрого развития всего народного хозяйства.

В течение 1950—1973 гг. национальный доход ПНР увеличился в 5 раз, капиталовложения возросли в 8,7 раза, потребление — в 4,5 раза, валовая промышленная продукция — в 9,5 раза, продукция сельского хозяйства — в 2 раза, внешнеторговый баланс — в 8 раз. Объем промышленного производства увеличился по сравнению с довоенным уровнем более чем в 14 раз.

Быстрое развитие народного хозяйства страны вызвало значительный рост отечественного производства энергоносителей (в млн. т у. т.):

1937 г.	1950 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
25,8	52,2	110,4	132,8	163,0

Общие запасы первичной энергии в ПНР, пригодные для промышленного использования, в начале 70-х годов оценивались в 35 млрд. т у. т. Это означает, что страна на многие десятилетия обеспечена разведанными первичными источниками энергии.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Основу энергетического хозяйства ПНР составляют высококачественные угли. Балансовые запасы всех сортов углей в стране оцениваются в 85 млрд. т, в том числе более 40,4 млрд. т каменного. По размерам добычи каменного угля ПНР занимает четвертое место в мире.

Месторождения угля сосредоточены в основном в трех районах: Верхнесилезском, Люблинском и Рыбникском. Запасы угля в Верхнесилезском районе составляют 80 млрд. т. Этот район дает примерно 95% общей добычи угля в стране. Месторождения Люблинского района пока не эксплуатируются. Предполагается, что запасы угля здесь составляют 65 млрд. т, из них разведанные не менее 20 млрд. т. Недавно в районе Люблин открыты новые месторождения угля. В Рыбникском районе сосредоточено примерно 20% разведанных запасов угля, в том числе 57% — коксующегося. В настоящее время здесь добывается более 40 млн. т угля в год.

Кроме названных в Польше имеются и другие угольные бассейны, среди них наиболее крупный Островско-Карвинский. Угли этого бассейна малозольные (от 3 до 8%). Глубина залегания угля 1000 м.

В Житовском бассейне, расположенном у границ с ГДР и Чехословакией, находится самое крупное месторождение бурого угля — Туров. Разработка этого месторождения ведется открытым способом. Мощность продуктивного пласта от 40 до 70 м, местами до 100 м. Уголь содержит влаги до 57%, золы до 60%, смолы до 16%. Теплота сгорания 2400 ккал/кг.

В юго-западной части страны находится Конин-Вроцлавский угольный район. Здесь угольные пласты залегают на глубине от 10 до 50 м. Самое крупное месторождение Конин. Уголь этого района содержит влаги до 54%, золы до 15%, смолы до 16%, летучих веществ около 16%. В районе имеются крупные месторождения бурого угля около городов Владиславов, Адамов, Коло и др.

Добыча угля в ПНР увеличивается с каждым годом, что подтверждается следующими данными (в млн. т):

1937 г.	1950 г.	1975 г.*
36	78	212

* Товарного угля, в т. ч. 170 млн. т. каменного.

В последние годы в угольной промышленности ПНР идет активный процесс механизации работ. В настоящее время уровень ее приблизился к 100%, а на отдельных шахтах (шахта «Ян» в Катовице и др.) все производственные процессы автоматизированы.

В текущем пятилетии угольная промышленность страны получит дальнейшее развитие. Под Белхатувом (Пётркувское воеводство) на базе крупного месторождения бурых углей создан крупнейший в стране горный энергетический комплекс. К середине 80-х годов здесь будет открытым способом добываться 40 млн. т бурового угля в год, предназначенного для ТЭС.

До 1980 г. в Польше намечается ввести в эксплуатацию 18 новых шахт, а потому доля угля в общем энергетическом балансе страны к указанному году должна быть выше, чем в других странах СЭВ.

ПНР не только полностью покрывает свои потребности в угле за счет национальной добычи, но экспортирует его примерно в 50 стран мира. Экспорт угля дает стране примерно 25% иностранной валюты, получаемой от всего экспорта польских товаров.

Нефть

Нефтяные ресурсы панской Польши были в руках иностранного капитала — немецкого, австрийского, голландского, итальянского и французского. В начале 20-х годов участие французского капитала в нефтяной промышленности Польши превышало 63% общих капиталовложений. Для деятельности иностранного капитала были созданы исключительно благоприятные условия: они освобождались от уплаты польскому правительству всяких платежей в иностранной валюте.

Иностранный капитал проявлял интерес не к поискам нефти и развитию ее добычи, а к сбыту импортируемых нефтепродуктов. Добыча нефти в стране в 1938 г. составляла лишь 507 тыс. т вместо добытых 2 млн. т в 1909 г.

В годы гитлеровской оккупации Польша понесла тяжелые потери. Хозяйство страны было разрушено. Было уничтожено 40% национального богатства, в том числе 70% промышленных предприятий. Сильно пострадала нефтяная промышленность. Добыча нефти в 1945 г. сократилась до 105 тыс. т.

В январе 1946 г. нефтяная промышленность Польши была национализирована. При содействии Советского Союза началось возрождение нефтяной промышленности. До 1958 г. нефть добывалась исключительно на старых малодебитных месторождениях Грабовница, Тарнова-Велополе, Мокре-Райске, Ивонич и др.

За первые шесть послевоенных лет (1945—1950 гг.) в ПНР было открыто лишь одно нефтяное месторождение Особница.

В конце 50-х годов первые нефтяные и газовые залежи были открыты в Северо-Предкарпатском прогибе и в начале 60-х годов — в Предсудетском районе Центрально-Европейского бассейна. С 1964 г. в этих районах началась эксплуатация нефтяных месторождений.

Непрерывный рост добычи нефти в стране подтверждается следующими данными (в тыс. т):

1946 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
116,7	162	180	194	339	424	553

Нефтеперерабатывающая промышленность. К началу второй мировой войны Польша имела шесть нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью всего лишь 200 тыс. т нефти в год. Во время войны они были разрушены. За 1946—1947 гг. заводы были восстановлены. В период 1949—1955 г. они были реконструированы, мощность их значительно увеличилась. Затем началось строительство новых заводов и отдельных технологических установок на действующих заводах. Новые и реконструируемые заводы оснащались передовыми технологическими и высокопроизводительными установками. Так, мощность нефтеперерабатывающих заводов в Плоцке в 1975 г. достигла 12 млн. т сырья в год, Гданьского завода — 6 млн. т. В 1978 г. вступит в эксплуатацию завод в Блаховне (Верхняя Силезия).

В настоящее время мощность нефтеперерабатывающих заводов ПНР составляет 15—16 млн. т в год. Предполагается, что к 1980 г. она достигнет 30 млн. т в год.

Пока ПНР не может обеспечить свои заводы отечественным сырьем. Она импортирует нефть из СССР по нефтепроводу «Дружба». В последнее время ПНР начала импортировать нефть из стран Ближнего Востока. В 1977 г. в Гданьске закончилось строительство новой перевалочной нефтебазы, через которую из стран Персидского залива будет поступать до 3 млн. т нефти в год. Нефтебаза может принимать танкеры грузоподъемностью до 150 тыс. т.

Душевое потребление нефтепродуктов в стране в 1975 г. находилось на уровне около 0,5 т в год. Польша экспортирует часть нефтепродуктов.

Газ

Накануне второй мировой войны природный газ в Польше в основном добывался на двух месторождениях — Розтоки и Страхоцина. Он использовался промышленными предприятиями как местное топливо. После освобождения Польши от немецкой оккупации добыча природного газа в стране стала организовываться заново. Основная часть природного газа теперь добывается на месторождениях Страхоцина и Заблтце.

В 1947 г. в Северо-Предкарпатском бассейне было открыто первое крупное газовое месторождение Дембовец (на границе с Чехословакией). Затем в этом же бассейне был открыт ряд газовых месторождений в окрестностях Пшемысля (Жешувское воеводство). Бóльшая часть газовых месторождений выявлена в Северо-Предкарпатском бассейне.

Добыча природного газа в ПНР заметно увеличивается и имеет тенденцию к дальнейшему росту (в млн. м³):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
183	393	541	1312	5000	5776

Запасы природного газа в стране по оценке 1972 г. — 140 млрд. м³. Некоторое количество газа вырабатывается на коксовых заводах в Силезии, Новой Гуте и Ченстохове.

В стране увеличивается сеть газопроводов. Газопровод Санок — Тарнув был продолжен до Кракова и Верхней Силезии. В 1950 г. сдан в эксплуатацию газопровод Ясло — Варшава. Построены газопроводы Любачув — Ярослав — Сендзишув — Тарнув, Тарнув — Радом — Варшава, Краков — Освенцим, Ярослав — Сталева Воля — Сандомеж, Ченстохов — Варшава (с ответвлением на Лодзь и др.). В 1970 г. общая протяженность газопроводов ПНР составила 5 тыс. км.

В ПНР имеются залежи торфа. Общая площадь, занятая залежами торфа, составляет около 1,5 млн. га. Запасы воздушносухого торфа в ПНР оцениваются в 3 млрд. т.

Гидроэнергетический потенциал польских рек невелик, а потому гидроэнергия не играет существенной роли в общем энергетическом балансе страны. В начале 70-х годов в Польше имелось 115 ГЭС и ГАЭС общей мощностью 820,4 МВт. Самые крупные ГЭС — в Влоцлавеке на р. Висле (мощность 160 МВт), в Рожнуве на р. Дунайце (50 МВт) и др. Строятся две крупнейшие ГАЭС на реках Дунайце и Соле. Мощность последней составит 480 МВт.

Гидроэнергетический потенциал ПНР используется примерно на 20%.

В 1946 г. установленная мощность электростанций ПНР составляла 2553 МВт, а производство электроэнергии — 5,8 млрд. кВт·ч. В 1975 г. эти показатели увеличились соответственно до 20 тыс. МВт·ч и до 97,1 млрд. кВт·ч. Производство электроэнергии возросло в 17 раз.

Рост производства электроэнергии подтверждается фактическими и прогнозными данными (в млрд. кВт·ч):

1940 г.	1946 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.*	1980 г.
3,6	5,8	9,4	17,7	29,3	43,8	64,5	97,1	138

* Бюлл. СЭВ, 1976, № 2, с. 22.

Средний прирост производства электроэнергии в ПНР в период 1981—1990 гг. составит 13 млрд. кВт·ч, а в 1991—2000 гг. 23 млрд. кВт·ч в год [1].

В период 1974—1980 гг. предусматривается строительство энергетических объектов в Белхатуве, Ореоле, Опалене, Поланеце и др.

Энергосистема ПНР связана с энергосистемой ЧССР. С 1970 г. Польша планомерно осуществляет поставку электроэнергии в Чехословакию. В период 1972—1975 гг. ежегодно поставки электроэнергии из Польши в Чехословакию намечались в количестве 250 млн. кВт·ч.

Бо́льшая часть электроэнергии потребляется в южной и центральной частях страны. В настоящее время наблюдается процесс перемещения тяжелой промышленности в северную часть Польши, так как там наиболее благоприятные условия водного режима.

До сих пор в электроэнергетике ПНР основную роль играют ТЭС, работающие на угле. К концу текущего десятилетия в стране планируется строительство атомной электростанции мощностью 800 тыс. кВт. За период 1980—1990 гг. общую мощность АЭС Польши намечено довести до 8 млн. кВт. К 1990 г. предполагается построить АЭС с реакторами на быстрых нейтронах мощностью 1000 МВт. К 2000 г. ПНР, видимо, будет располагать АЭС общей мощностью 20 ГВт.

СОЦИАЛИСТИЧЕСКАЯ РЕСПУБЛИКА РУМЫНИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

В настоящее время основу энергетического баланса Румынии составляют нефть и газ, доля которых в общем энергетическом балансе страны составляет около 90%. В последнее время Румынией взят курс на увеличение добычи угля

[1] «Энергохозяйство за рубежом», 1974, № 3, с. 9.

с расчетом более широкого использования нефти и газа в качестве сырья для нефтехимической промышленности.

Уголь

По последним данным, геологические запасы угля в Румынии оцениваются в 14,5 млрд. т из них разведанные — 4 млрд. т, в том числе 2,8 млрд. т бурого угля и 1,1 млрд. т лигнитов. 90% запасов лигнитов сосредоточено на юго-западе страны (Олтения).

Основные месторождения угля в Румынии находятся в Южных Карпатах, в верхнем течении р. Жиу. Наиболее крупные бассейны — Петрошанский и Команешти. В первом известны 25 угольных пластов, мощность одного 20 м, остальных — от 0,7 м. Уголь содержит 12% влаги, 36% летучих и 3—4% серы; теплота сгорания его 6100—7200 ккал/кг. В бассейне Команешти известны 34 пласта, из них только пять имеют промышленное значение. Наиболее крупные угольные месторождения страны: Лупак, Секул, Бея-Ноуэ, Анина, Доман, Бырзаска и др.

Добыча угля в стране возрастает с каждым годом, что подтверждается следующими данными (в млн. т):

1948 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.*
2,9	8,2	12,1	23	27,0

* Товарный уголь.

Согласно Директивам XI съезда Коммунистической партии Румынии объем добычи угля в стране к 1980 г. должен увеличиться до 56 млн. т. В последние годы заметно повышается уровень механизации добычи угля. В 1975 г. 37,7% добычи угля открытым способом приходилось на полностью механизированные карьеры. К 1980 г. уровень механизации повысится в среднем до 53 % по выемке угля и до 70% по креплению выработок.

Нефть

Полным хозяином нефтяных ресурсов Румынии до ее освобождения от немецкого фашизма был иностранный капитал. В 1940 г. на долю национального капитала приходилось лишь 25,5%. Нефтяные ресурсы Румынии находились в руках англо-голландского и франко-бельгийского капитала. Добыча нефти в стране развивалась медленно, а затем начала снижаться (в млн.т):

1914 г.	1920 г.	1930 г.	1940 г.
18,1	11,0	5,7	5,7

В период второй мировой войны (1940—1944 гг.) нефтяные ресурсы Румынии были полностью захвачены фашистской Германией. В 1943 г. добыча нефти составила 5,3 млн. т.

Вскоре после второй мировой войны иностранные компании, имевшие нефтяные концессии в Румынии, прекратили свою деятельность. В октябре 1945 г. было основано Советско-Румынское смешанное общество «Совромпетроль».

В июне 1948 г. в Румынии была проведена национализация нефтяной промышленности. Советский Союз помог Румынской Республике восстановить разрушенное нефтяное хозяйство. Товарищ Георгиу-Деж в докладе о проекте Конституции на сессии Великого национального собрания отметил, что румынский народ не продвинулся бы настолько вперед в деле индустриализации страны, если бы не совместная румыно-советская работа. А румынский профессор Д. Преда так охарактеризовал масштабы и значение помощи Советского Союза: «После национализации и организации предприятия «Совромпетроль» Советский Союз предоставил в распоряжение румынской нефтяной промышленности не только всю необходимую аппаратуру для сейсморазведки,... но и услуги советских специалистов для подготовки румынских геофизиков. Благодаря этой помощи румынская нефтяная промышленность располагает в настоящее время мощной организацией для геологических и геофизических поисковых работ. Благодаря новым методам разведки... были открыты новые нефтеносные структуры и разведаны нефтяные богатства страны [1]». «Совромпетроль» ввел в разведочное бурение свыше 100 структур. Уже в 1949 г. были открыты новые нефтяные месторождения в районе Тырговиште: Шуца-Сяке, Окюури-Горгота и Теиш-Аниноса; на востоке в районе г. Мойнешти была получена промышленная нефть на структуре Фоале — Тазлэу.

Объем разведочного бурения возрос с 18 тыс. м в 1940 г. до 473,7 тыс. м в 1955 г. В период 1950—1955 гг. ежегодно вводилось в эксплуатацию от 330 до 380 новых скважин, средний дебит которых составлял 26—28 т/сут. В 1952 г. впервые в Румынии был применен советский турбинный метод бурения. Скорости бурения скважин возросли. В глубокую разведку в период 1951—1955 гг. было введено 70 новых структур, расположенных главным образом в новых районах. До 1951 г. 91,6% общей добычи нефти в стране приходилось на старые давно открытые месторождения и только 8,4% — на новые месторождения. В 1955 г. это соотношение изменилось: новые месторождения дали 71,4% общей добычи нефти, а доля старых месторождений снизилась до 28,6%. Запасы нефти в 1955 г. по сравнению с 1950 г. возросли более чем в 2 раза.

В 1955 г. смешанное советско-румынское общество «Совромпетроль» было ликвидировано. На нефтяных промыслах Румынии с каждым годом продолжали увеличиваться масштабы применения передовых методов эксплуатации нефтяных месторождений, увеличивалась и дополнительная добыча нефти от их применения.

В результате всех этих мероприятий добыча нефти в стране после национализации отрасли (1948 г.) значительно увеличилась, что видно из следующих данных (в млн. т в год):

1948 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
4,1	5,1	10,6	11,4	12,5	13,3	14,59

Наряду с увеличением добычи нефти существенно изменилось ее размещение. Раньше почти вся добыча нефти была сосредоточена в районах, прилегающих к предгорьям Восточных Карпат. В настоящее время созданы нефтедобывающие районы на юго-западе (Олтения) и на юге в равнинной части страны.

---

[1] Д. Преда. Развитие нефтяной геологии в Румынии. — «Петрол ши газе», 1957, № 9—10, с. 436—457.

В середине 60-х годов более 85% добываемой в Румынии нефти приходилось на районы и месторождения, открытые после национализации отрасли. В последние годы в стране активно проводятся геофизические исследования на континентальном шельфе Черного моря.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Накануне второй мировой войны в Румынии действовали 48 нефтеперегонных заводов, из них пятнадцать крупных. Общая мощность их в 1940 г. составляла 11 млн. т, но она полностью не использовалась. С 1939 г. количество перерабатываемой нефти (6,2 млн. т) уменьшалось с каждым годом и в 1944 г. снизилось до 3 млн. т. Подготовка к войне, а затем война определили направление нефтеперерабатывающей отрасли Румынии. Главным продуктом стал бензин, выход которого на 1 т переработанного сырья в 1939 г. достиг 32,3% вместо 16,8% в 1923 г.

Немецкие оккупанты при отступлении под натиском Советской Армии из Румынии нанесли огромный ущерб нефтеперерабатывающему центру страны Плоешти, где были расположены самые крупные заводы. В период 1948—1955 гг. с помощью СССР шел активный процесс восстановления разрушенных нефтеперерабатывающих заводов, на которых преобладали в основном старые технологические установки. В 1955 г. в Румынии работало 13 установок крекинга общей производительностью 3 млн. т сырья в год, что составляло лишь 24,8% всей переработанной нефти, а мощность перегонки при атмосферном давлении возросла до 10,5 млн. т в год.

После 1955 г. в нефтеперерабатывающей промышленности Румынии начался процесс качественного изменения, широкого внедрения новейших способов переработки.

В настоящее время СРР располагает крупными нефтеперерабатывающими заводами большой мощности: в Плоешти, Брази, Кымпине и других районах. В последние годы особенно широкое применение получили каталитические процессы, установки для коксования и атмосферной перегонки большой мощности. Так, в 1970 г. мощности каталитических установок составляли 20% мощности первичной переработки, а в 1975 г. превысили 33%.

Широкое применение получили процессы каталитического риформинга бензинов прямой гонки, гидроочистка бензинов и другие передовые процессы. В настоящее время примерно 45% общего производства бензина выпускается с октановым числом не ниже 90. Имеется тенденция к увеличению производства высокооктанового бензина.

Производство нефтепродуктов в Румынии составило (в млн. т):

1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.
4,8	10,8	11,6	>15,0

Основная доля в производстве нефтепродуктов приходится на мазут, дизельное топливо и бензин.

До второй мировой войны Румыния использовала для собственных потребностей менее 30% добываемой нефти, в настоящее время внутренний рынок потребляет большую долю производимых в стране нефтепродуктов. Теперь социалистическая Румыния не только полностью удовлетворяет потребность страны в нефтепродуктах, но и экспортирует их во многие страны. В экспорте нефтепродуктов увеличивается доля высококачественных нефтепродуктов.

Газ

До национализации нефтяной промышленности газ в Румынии добывался только в незначительных количествах в Трансильвании: за период 1932—1948 гг. в стране было добыто природного и попутного нефтяного газа лишь 7,6 млрд.м³, из них в год национализации нефтяной и газовой промышленности (1948 г.) — 2,3 млрд. м³, в том числе попутного газа — 1 млрд. м³.

В ходе социалистического строительства была создана газовая промышленность как самостоятельная отрасль.

Румыния располагает значительными ресурсами природного газа. Наиболее крупные месторождения газа сосредоточены в Трансильванском бассейне.

Газ из Трансильванского бассейна по газопроводам передается в города Клуж, Турда, Герла, Деж, Бая-Маре, Сату-Маре; из центрального района Трансильвании — в Бухарест, Тыргу-Муреш, Тирнэвени, Брашов и Фэгэраш. Из месторождений северо-западной части страны газ частично экспортируется в Венгрию, в г. Мишкольц.

Вторым по величине запасов природного газа является Плоештинский район. Из этого района газ по газопроводу направляется в Бухарест и Плоешти, Брашов, Фэгэраш и Тирнэвени.

Небольшая группа газовых месторождений Румынии расположена на юго-западе страны, севернее г. Крайова. В последние годы открыты газовые месторождения в северной части долины р. Яломица, в Молдавии и других районах.

В нефтеносных Предкарпатских районах преимущественно добывается попутный нефтяной газ. В первые годы после национализации попутный нефтяной газ использовался в небольших размерах, а сейчас он практически используется полностью.

Размеры добычи газа в стране (природного и попутного) следующие (в млрд. м³):

1938 г.	1948 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
2,0	2,3	3,4	10,1	17,0	20,0	31,6

До 50-х годов основная часть газа в Румынии использовалась в качестве топлива и лишь 20% общей добычи — в нефтехимической промышленности. С начала 60-х годов началось широкое использование газа в нефтехимическом производстве, металлургии, стекольной промышленности и некоторой части — в производстве электроэнергии.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Теоретический гидропотенциал Румынии оценивается в 70 млрд. кВт·ч, а экономический — в 28 млрд. кВт·ч. Особенно велик теоретический потенциал речного стока Дуная (примерно 18,5 млрд. кВт·ч). В 1970 г. гидроэлектростанции Румынии выработали около 5,7% всей электроэнергии.

В 1972 г. была введена в эксплуатацию гидроэнергетическая система в районе Железных Ворот (на Дунае), она вырабатывает более 10 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. В настоящее время идет строительство нескольких ГЭС на р. Олт. Уже дают электроэнергию ГЭС в Рымникул-Вылча, Говоре и др. Советский Союз оказывает Румынии техническое содействие в сооружении ГЭС.

В стране запланировано строительство гидроэлектростанций на реках Лотру, Арджеш, Олт, Сомеш и Себеш общей мощностью примерно 1200 МВт.

Бóльшую долю электроэнергии производят тепловые электростанции. Примерно 75% из них работают на природном газе и 20% — на угле. В последнее время многие ТЭС переводятся на угольное топливо.

XI съезд Коммунистической партии Румынии принял и успешно осуществляет план развития электроэнергетики страны на 1971—1980 гг.

Рост производства электроэнергии в Румынии характеризуется следующими цифрами (в млрд. кВт·ч):

1938 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
1,1	2,1	4,3	7,7	17,2	35,0	53,7

Душевое производство электроэнергии в Румынии в 1940 г. составляло лишь 72 кВт·ч в год, в 1970 г. оно было на уровне 1400 кВт·ч, в 1975 — 2500 кВт·ч и в 1980 г., вероятно, этот показатель достигнет 3400 кВт·ч в год. Предполагается, что к 1980 г. СРР сможет покрывать свои потребности в первичных источниках энергии на 80%, а в 2000 г. — лишь на 50%. При таком положении строительство атомных электростанций — одна из важнейших задач современной энергетики СРР. В стране принят 10-летний план строительства АЭС. Пуск первой АЭС мощностью 440 МВт намечен в 1983 г. Уже заключено соглашение между СССР и СРР о сооружении этого объекта. В перспективе возможен ввод в эксплуатацию АЭС общей мощностью 1,8—2,4 ГВт.

Размер отечественного производства всех видов энергии в Румынии в 1975 г. достиг 73,2 млн. т у. т. (в 1937 г. он составлял лишь 5,7 млн. т у. т.).

Структура энергетического баланса Румынии представляется в следующем виде (в %):

	1938 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1970 г.
Уголь	10,7	14,9	11,3	12,1	18,7
Нефть	57,7	47,8	54,0	48,7	75,5
Природный газ	16,4	26,4	26,9	34,0	
Дрова	14,1	9,5	6,4	4,1	4,6
Гидроэнергия	1,1	1,4	1,4	1,1	1,2

Предполагается, что в текущем десятилетии (1970—1980 гг.) структура энергетического баланса СРР несколько изменится. Так, в 1975 г. доля нефти и газа снизилась с 75,5 до 71,8%, а к 1980 г. снизится до 64—65%. Доля угля повысится с 18,7 в 1970 г. до 25% в 1980 г.

ЧЕХОСЛОВАЦКАЯ СОЦИАЛИСТИЧЕСКАЯ РЕСПУБЛИКА

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Разведанные запасы угля оцениваются в 13 млрд. т из них 9 млрд. т — бурые угли и лигниты и 4 млрд. т — каменные угли.

Основные угольные бассейны Чехословакии: Острава-Карвинский, Трутновский, Брандовский, Северо-Чешский, Соколовский и Хандловский и группа Центральных угольных бассейнов. Наиболее крупный из них — Острава-Карвинский бассейн. Он дает примерно 27% общей добычи угля в стране и более

80% добычи каменного угля. В этом бассейне известно 92 угольных пласта мощностью от 0,4 до 1,75 м. Качество углей различное: от гумусовых до коксующихся. Гумусовые угли содержат от 1 до 2% серы, влажность 1,5—7%. Теплотворная способность их 5200—7200 ккал/кг.

В группе Центральных бассейнов выделяются наиболее крупные Кладненско-Раковницкий и Пльзенский бассейны. Здесь добывают гумусовые угли с содержанием золы от 1 до 40%, серы — от 1,2 до 10,8%. Теплота сгорания угля 6700—8400 ккал/кг.

В Трутновском бассейне известно 11 продуктивных пластов угля мощностью 0,6—0,8 м. Здесь добывают длиннопламенные и коксующиеся угли, влажностью от 3 до 6%, с содержанием золы 25%; теплота сгорания их до 4800 ккал/кг. Брандовский бассейн расположен на северо-западе страны. Здесь эксплуатируются три продуктивных пласта антрацита, но они уже почти выработаны. Северо-Чешский бассейн находится в северо-западной части Чехословакии. Здесь добывают бурые угли и лигнит. Уголь содержит влаги 24—34%, золы от 6 до 34%. Теплота сгорания его от 2800 до 4500 ккал/кг. Разработка ведется шахтным и открытым способом. В настоящее время в этом бассейне ежегодно добывается около 58 млн. т угля в год. Соколовский угольный бассейн расположен в районе Карловых Вар. Мощность пластов бурого угля здесь 4—6 м. Влажность его 48%, содержание золы от 8 до 23%. Теплота сгорания угля 2600—3300 ккал/кг. Трудность в разработке месторождений этого бассейна — подземные термальные воды.

Хандловский угольный бассейн находится в средней части Словакии. Мощность продуктивных пластов здесь от 2 до 6 м. Уголь содержит 18% влаги, 15% золы. Теплота сгорания его до 4500 ккал/кг. В пределах этого бассейна наиболее крупные месторождения Годонинское и Новакское. Мощность пластов на Годонинском месторождении от 1 до 4 м, содержание влаги до 47% серы от 1 до 3%, золы 23%. Теплота сгорания угля 2200—2400 ккал/кг. Месторождения разрабатываются подземным способом.

Добыча всех видов угля в Чехословакии показана ниже (в млн. т):

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.*
34,7	46,0	84,2	100,8	108,5	114

* Товарный уголь.

В период 1976—1980 гг. в стране намечается расширить производство кокса путем строительства коксохимического завода около г. Остравы.

Для нужд металлургической промышленности Чехословакия ежегодно ввозит из СССР более 2,5 млн. т каменного угля и антрацита [1], а экспортирует примерно такое же количество энергетического угля. Примерно 80% добываемого в стране угля используется для производства электроэнергии.

Нефть

Запасы нефти и газа в Чехословакии незначительны. В стране имеется несколько небольших нефтяных месторождений. Они расположены в Венском бассейне: Гбелы, Штефанов, Годонин, Ваценовице, Бродски, Хатчаны, Лужице, Грушки и др.

[1] «Внешняя торговля», 1976, № 6, с. 18.

Размеры добычи нефти характеризуются следующими данными (в тыс. т.):

1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
13,4	59,7	107,0	137	192	203	142

Чехословакия импортирует нефть из Советского Союза. В 1975 г. СССР поставил ЧССР по нефтепроводу «Дружба» около 18 млн. т нефти.

В Чехословакии имеется несколько нефтеперерабатывающих заводов, наиболее крупный из них — в г. Пардубице. Завод этот оснащен передовой техникой. Он перерабатывает советскую нефть, поступающую на завод по ответвлению от нефтепровода «Дружба». Заводы страны производят весь ассортимент нефтепродуктов, необходимый для народного хозяйства.

Газ

Ресурсы природного газа в Чехословакии незначительны. Прежде газ в стране вырабатывался из угля. К началу второй мировой войны в стране имелось 79 заводов, они вырабатывали ежегодно примерно 130 млн. м³ светильного газа в год.

После установления народно-демократического строя в Чехословакии было построено несколько крупных заводов по производству искусственного газа из бурого угля. За 1945—1975 гг. количество заводов, производящих светильный газ, сократилось до 9 при увеличении объема производства в 19 раз. После сдачи в эксплуатацию трех новых крупных заводов производство газа в стране значительно увеличилось. В настоящее время оно находится на уровне 3 млрд.т. Искусственный газ потребляется главным образом в машиностроительной, металлургической, пищевой, газовой, химической и стекольной промышленности.

В 1956 г. в ЧССР вступило в эксплуатацию первое месторождение природного газа Высока, расположенное в Венском бассейне. Кроме того, природный газ добывается в районе Малацки и по газопроводу подается в города Брно, Братиславу и Жилину. Газ этого месторождения используется в качестве сырья на комбинате в Шале (Западная Словакия) для производства азотных удобрений. В течение последних нескольких лет открыто четыре небольших месторождения природного газа в Северной Моравии (Венский бассейн).

Словакия получает природный газ из СССР по магистральному газопроводу, проложенному в 1967 г. из Западной Украины. Импортируемый газ используется не только как топливо, но и как сырье для производства минеральных удобрений на комбинате в Стражске (Восточная Словакия) и на подобном же комбинате в Шале.

Общее потребление газа в стране увеличивается: в 1970 г. — 2,5 млрд. м³, в 1975 г. — 15 млрд. м³ и в 1980 г. возрастет до 22 млрд. м³. Увеличивается и сеть магистральных газопроводов: от 401 км в 1945 г. до 6,7 тыс. км в 1975 г.

В 50-х годах в Чехословакии начато производство сжиженного газа.

Несмотря на увеличение поставок природного газа из СССР, потребность в нем полностью не покрывается. В стране будет продолжаться производство искусственного газа.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

За годы социалистического строительства в Чехословакии большие успехи достигнуты в электроэнергетике. Установленная мощность электростанций страны составила (в тыс. МВт):

1945 г.	1955 г.	1965 г.	1975 г.
2,4	3,9	8,2	14,2

Произошли существенные изменения в техническом оснащении электростанций. В 1954 г. в стране начали вводиться агрегаты мощностью 50—55 МВт, в 1961 г. 100—110 МВт, в 1970 г. 200 МВт. В настоящее время ведется подготовка к вводу в эксплуатацию агрегата мощностью 500 МВт. С каждым пятилетием сокращается удельный расход топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии (в г у. т): 1960 г. — 520, 1965 г. — 456, 1970 г. — 418, 1975 г. — 405.

За годы социалистического строительства в ЧССР значительно увеличилось производство электроэнергии:

	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.
Всего (млрд. кВт·ч)	4,1	15,0	24,5	34,2	45,2	56,0	59,2
На душу населения (кВт·ч)	333	750	1593	2105	3107	3815	—

По прогнозам чехословацких специалистов несмотря на большой рост производства электроэнергии в 1990 г. страна еще вынуждена будет импортировать 70—75 млрд. кВт·ч электроэнергии. Для удовлетворения нужд народного хозяйства необходимо ежегодно увеличивать производство электроэнергии на 6,5—8%.

Запасы бурого угля обеспечат потребности страны в течение 50—60 лет. Дальнейшая ориентация энергетики Чехословакии — строительство атомных электростанций. В 1972 г. в Чехословакии при техническом содействии Советского Союза была сдана в эксплуатацию первая АЭС. XIV съезд Коммунистической партии Чехословакии принял решение о строительстве двух АЭС с помощью Советского Союза (одна — в Ярославских Богдинцах, другая — в Южной Моравии). В 1985 г. установленная мощность АЭС страны составит 5—7,5 тыс. МВт, а в 1990 г. 10—12 тыс. МВт. Доля АЭС в общем производстве электроэнергии в 1990 г., вероятно, составит 30—42%.

Современная и прогнозная структура энергетического баланса Чехословакии следующая (в %):

	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.
Твердое топливо	89,0	82,1	73,8	57,0	41,6	27,7
Жидкое топливо	6,3	13,1	20,1	29,7	31,9	25,4
Природный газ	2,6	1,4	3,3	7,5	6,1	4,3
Ядерная энергия	—	—	—	3,3	17,9	40,3
Прочие виды энергии	—	—	2,8	2,5	2,5	2,3

Как показывают данные, главным энергетическим ресурсом Чехословакии до 1980 г. будет оставаться бурый уголь.

СОЦИАЛИСТИЧЕСКАЯ ФЕДЕРАТИВНАЯ РЕСПУБЛИКА ЮГОСЛАВИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Собственных энергетических ресурсов для полного удовлетворения потребностей в Югославии не хватает. В настоящее время она импортирует уголь, нефть, кокс и электроэнергию.

Уголь

Разведанные запасы угля в Югославии оцениваются в 27 млрд. т, из них лигнитов 90%, бурых углей 9% и каменных 1%. Высушенный лигнит характеризуется теплотой сгорания 3500—3900 ккал/кг. Он широко используется на ТЭС.

Уголь добывается в ряде бассейнов, расположенных в различных районах страны. Истарский угольный бассейн расположен к югу от Триеста. Разведанные запасы его 75 млн. т. Наиболее крупное месторождение бассейна Раша. Бурые угли сосредоточены в бассейнах Хорватское Загорье и Засавском. Общие запасы Засавского бассейна 208 млн. т, из них около половины разведанных. Уголь содержит до 16% золы и до 2% серы, влажность 20%. Теплота сгорания его 5000 ккал/кг. Залежи бассейна Хорватское Загорье имеют до 12 пластов мощностью 1,5 м и редко 2 м. Уголь многозольный с повышенным содержанием серы, теплота сгорания его не выше 4200 ккал/кг. Общие запасы угля в бассейне 325 млн. т, из них примерно 10% разведанных. К юго-востоку от Хорватского Загорья находится месторождение Алексинац. Запасы его 45 млн. т, из них 25 млн. т разведанных. Уголь содержит до 3,5% серы, до 12% золы, влажность до 23%. Теплота сгорания его 5000 ккал/кг.

К междуречью Савы и Дравы приурочен Прибойский бассейн. Добыча угля здесь незначительная (на уровне 2 млн. т в год), угли самовоспламеняющиеся.

Ибарский бассейн — основной бассейн страны, где есть месторождения каменного угля: Ярандольское и Ушченское. На Ярандольском месторождении 9 продуктивных пластов мощностью до 4 м, на Ушченском — два пласта мощностью от 1 до 3 м. Уголь содержит золы до 30%, серы 5—7%, влажность 2,5%. Теплота сгорания до 6500 ккал/кг. Бассейн разрабатывается с 1925 г. В Сараево-Зеницком бассейне мощность пластов угля от 1,5 до 13 м. Не все пласты разрабатываются. Наиболее интенсивно разрабатываются угольные месторождения Косовского бассейна, расположенного севернее г. Скопле. Общая мощность угленосной серии здесь 600 м. Запасы угля 4,5 млрд. т, из них 2/3 пригодны к добыче открытым способом.

Колубарский бассейн расположен к юго-западу от Белграда. Уголь добывается открытым способом. По качеству уголь близок к лигниту, влажность его до 55%, содержание золы до 50% и серы 0,5%. Максимальная теплота сгорания 2500 ккал/кг. Запасы бассейна 900 млн. т.

Сеньско-Ресавский угленосный бассейн расположен севернее р. Млава, в пределах его имеется шесть угольных месторождений. Мощность пяти угольных пластов от 1 до 12 м. Запасы угля бассейна оцениваются в 120 млн. т. Со-

держание золы 12—15%, серы незначительное. Теплота сгорания 4500—5200 ккал кг.

Рост добычи всех видов угля в Югославии характеризуется следующими цифрами (в млн. т):

1940 г.	1946 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.*
7,2	6,8	12,8	15,2	22,7	28,4	36

* Товарный уголь.

Около 80% угля потребляет промышленность, половина из которых используется на тепловых электрических станциях.

Нефть и газ

Особый интерес к поискам промышленной нефти бывшее правительство буржуазной Югославии проявило накануне второй мировой войны, объединив свои усилия с некоторыми иностранными компаниями. В 1940 г. в Загребе было организовано общество «Петролей», которому было предоставлено монопольное право на поиски нефти и разработку нефтяных залежей Югославии и были переданы нефтяные месторождения Сельница и Пекленица. Общество «Петролей» просуществовало до 1942 г., когда преемником его стало созданное фашистской Германией общество «Манат». Этим обществом было пробурено более 60 тыс. м, а открыто всего лишь одно нефтяное месторождение — Петишовцы. За 1941 1944 гг. эта фирма добыла в Югославии только 73 тыс. т нефти.

После освобождения Югославии от фашистской оккупации в стране стала создаваться отечественная нефтяная промышленность. К моменту окончания второй мировой войны в Югославии были открыты нефтяные месторождения: Селница, Пекленица, Гойло и Петишовцы; за 1946—1950 гг. — Шумечани, Мрамор-Брдо, Велика-Греда и др.; в 1950—1955 гг. — Буньяни, Клоштар, Дуго-Село, Ерменовцы, Клоштар-Иванич и др. В 1960 г. вступило в эксплуатацию месторождение Стружец. В начале 60-х годов в Хорватии были открыты месторождения Липовляни, Подравии и др. Обнаружена нефть в Словении в районе р. Мура. В настоящее время поисково-разведочные работы ведутся на севере и в северо-восточной части страны, а также в шельфе Адриатического моря.

Добыча нефти в Югославии (в млн. т):

1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,9	2,1	2,7	3,3	3,5	3,7

Большая часть нефти добывается в Хорватии (примерно 2,3 млн. т). За счет собственной добычи Югославия покрывает около одной трети потребностей в нефти, остальное количество импортирует.

Предполагается, что к 1980 г. импорт нефти в Югославии достигнет 39,4% общего ее потребления. В основном нефть будет поставляться по трубопроводу «Адриатика», который сейчас строится. Он свяжет побережье с промышленным районом страны, включая Белград. Для приема импортной нефти в Югославии

оборудован порт Бакар. Предполагается построить нефтепровод протяженностью 750 км для передачи нефти, доставляемой танкерами, на нефтеперерабатывающие заводы Югославии, Чехословакии и Венгрии. В дальнейшем к этой системе возможно подсоединится и Польша.

Промышленная переработка нефти в Югославии началась в 1882 г., когда в Риеке был построен первый нефтеперегонный завод. К началу второй мировой войны в стране имелось три нефтеперегонных завода, оборудованных устаревшей аппаратурой. Завод фирмы «Шелл» (близ г. Сисак) на кубовых батареях получал бензин, керосин и смазочные масла. Он перерабатывал в год 96 тыс. т сырья. Второй завод (в г. Босански-Брод) производил ежегодно около 150 тыс.т автомобильного бензина, керосина и смазочных масел. Этот завод принадлежал фирме «Югославский стандарт вакуум ойл». Третий завод, принадлежавший фирме «Астра» (в г. Осиек), имел два нефтеперегонных куба. Он производил в год 16 тыс. т нефтепродуктов.

Таким образом, общая мощность нефтеперегонных заводов капиталистической Югославии в 1940 г. составляла менее 300 тыс. т сырья в год, но и она полностью не использовалась (например в 1939 г. было переработано лишь 100 тыс. т нефти).

Нефтеперерабатывающая промышленность в те годы почти полностью была в руках иностранного капитала: в 1940 г. доля югославского капитала в нефтепереработке составляла всего лишь 8%. В годы второй мировой войны все заводы были разрушены. В период 1945—1948 гг. они в основном были восстановлены, но техническое оснащение их продолжало оставаться низким.

В дальнейшем нефтеперерабатывающая промышленность продолжала развиваться на базе новой техники. К началу 1975 г. мощность нефтеперерабатывающих заводов Югославии составила 13 млн. т (в г. Сисак — 3,5 млн. т, Риека — 4 млн., Босански-Брод — 2,5 млн. т, Нови-Сад — 0,6 и др.).

В 1960 г. в Югославии было переработано 944 тыс. т отечественной нефти и 435 тыс. т импортной, т. е. доля отечественной нефти составила 73,1%, в 1970 г. — отечественной нефти 2260 тыс. т, а импортной 2225 тыс. т, доля отечественной нефти снизилась до 42%. Потребление нефтепродуктов в стране опережает размеры добычи нефти. Югославия пока вынуждена импортировать нефть и нефтепродукты. В 1974 г. было ввезено 7,4 млн. т нефти и нефтепродуктов, а в 1985 г. импорт нефти, вероятно, возрастет до 24 млн. т.

Производство нефтепродуктов в Югославии характеризуется следующими данными:

	1965 г.	1970 г.	1974 г.
Бензин, млн. т	0,55	1,2	1,76
Уайт-спирит, тыс. т	15,6	20,5	27,2
Керосин, тыс. т	82,0	163,0	314,0
Дизельное топливо, млн. т	0,9	2,1	2,7
Смазочные масла, тыс. т	134,0	102,7	151,6
Мазут, млн. т	1,2	2,5	4,3

До последних лет основное количество нефтепродуктов (75—80%) производилось в Хорватии. В настоящее время размещение производства нефтепродуктов в стране изменилось. Доля Хорватии в общем производстве нефтепродуктов снизилась примерно до 55%, доля Сербии — возросла до 24%.

Размеры общего потребления нефтепродуктов видны из следующих данных (в тыс. т):

1946 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
226	527	711	1376	2985	6500	12 500

Запасы[1] природного газа в стране оцениваются (1970 г.) в 40 млрд. м³. В области Банат (на границе с Румынией) обнаружены крупные месторождения газа.

Размеры добычи газа в стране следующие (в млн. м³):

1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
14,5	52,9	330,0	977,0	1600

Раньше основным газодобывающим районом страны была Словения, на ее долю приходилось примерно 30% общей добычи газа; за последние годы значение Словении в общереспубликанской добыче газа падает, а доля Сербии и особенно Хорватии возрастает, на долю последней приходится примерно 60% общей добычи природного газа в стране.

В 1954 г. в Югославии был построен первый газопровод длиной 100 км с диаметром труб 152 мм (до Загреба). В настоящее время в стране имеется несколько газопроводов: Иванич — Клоштар — Загреб, Гойло — Кутина, Велика-Греда — Вршац, Янья — Липа — Кутина — Поповача, Загреб — Поповача — Сисак, Честер (Воеводина) — Элемир и др. Общая протяженность газопроводов Югославии к концу 1975 г. составила около 1600 км.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетический потенциал Югославии составляет 14 200 МВт, из них использовано около 5000 МВт. Наибольший потенциал имеет р. Драва.

Общая выработка электроэнергии в Югославии следующая (в млрд. кВт·ч):

1938 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
1,1	1,0	2,4	4,3	8,9	15,5	26,0	39,5

Производство электроэнергии в стране отстает от потребностей.

Союзное Вече Югославии одобрило проект развития электроэнергетики до 1985 г. Проект предусматривает к 1985 г. построить новые ГЭС общей мощностью 2331 МВт, ТЭС мощностью 4715 МВт. Выполнение этой программы позволит Югославии уже в 1980 г. выработку электроэнергии довести до 77 млрд. кВт·ч.[2]

Структура топливно-энергетического баланса Югославии в 1975 г. была такой (в %): твердое топливо — 84, нефть — 1,4, газ — 1,1, гидроэнергия — 11,5, ядерная энергия — 2.

---

[1] «Nafta», 1971, 22, № 6, с. 279—289.
[2] «Политика», 1977, 74, № 22741, с. 10.

План развития энергетики СФРЮ на 1976—1980 гг. направлен на развитие отечественных источников энергии. Это видно из следующих данных:

	1975 г.		1980 г.	
	Производство	Потребление	Производство	Потребление
Электроэнергия, млрд. кВт·ч	39,9	41,3	67,0	67,0
Каменный уголь отечественный, млн. т	35,6	36,5	58,0	58,0
Каменный уголь импортный, млн. т	—	2,1	—	4,2
Кокс, млн. т	1,3	2,0	3,0	3,0
Нефть, млн. т	3,7	12,5	4,6	18,5
Природный газ, млрд. м³	1,6	1,6	3,0	6,0

Из приведенных данных видно, что в 1980 г. Югославии не будет хватать отечественных нефти и природного газа.

КАПИТАЛИСТИЧЕСКИЕ СТРАНЫ ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ

Капиталистические страны Западной Европы недостаточно обеспечены собственными энергетическими ресурсами. Свои потребности в энергетическом сырье они удовлетворяют за счет импорта (например Дания — на 99,6%, Швеция — на 76%, ФРГ — на 50%, Франция — на 75%).

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Энергетические ресурсы капиталистических стран Западной Европы представлены главным образом углем. Запасы угля в Западной Европе [1] оцениваются в 269,8 млрд. т. Примерно 95% этих запасов сосредоточены в двух странах — Великобритании и ФРГ.

Уголь длительное время составлял основу энергетического хозяйства Западной Европы. В 1929 г. в общем потреблении энергосырья на долю угля приходилось 92%, в 1937 г. — 87%, в 1950 г. — 75%, в настоящее время около 23%. Следует отметить, что на долю стран — членов Европейского экономического сообщества (ЕЭС) приходится 80% общего потребления первичной энергии Западной Европы.

После второй мировой войны, примерно с 50-х годов в странах Западной Европы уголь активно вытеснялся жидким топливом и газом. Достаточно сказать, что доля нефти и газа в энергетическом балансе западноевропейских стран достигла почти 73%, а доля угля сократилась до 23,6%. Уголь утратил свое прежнее значение. При таком положении техника и технология угольной промышленности западноевропейских стран оказались в состоянии застоя.

Энергетический (точнее нефтяной) кризис, разразившийся в капиталистическом мире осенью 1973 г., заставил капиталистические монополии «вспомнить» об угле. Но отставание угольной промышленности, ее заброшенность оказались очень глубокими. Попытки восстановить прежние размеры добычи угля в Западной Европе оказались бесплодными. Согласно статистике добыча угля в Западной Европе в 1957—1975 гг. составляла (в млн. т):

1957 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
500	300	270	242	266,7

Во всех западноевропейских странах в эти годы шло (а в некоторых странах продолжает идти) сокращение добычи угля.

В связи с этим импорт угля в западноевропейские страны значительно увеличился. В 1976 г. он превышал 42 млн. т. Предполагается, что к 1980 г.

[1] Под словами «Западная Европа» мы имеем в виду только капиталистические страны этого региона.

импорт угля достигнет 105 млн. т. Дефицит угля в Западной Европе будет нарастать. Общее потребление угля к 1985 г. в странах ЕЭС достигнет 300 млн. т в год.

Специальная комиссия стран ЕЭС в 1974 г. в Брюсселе приняла решение об единой энергетической политике стран-членов ЕЭС и призвала все девять стран уделить серьезное внимание развитию добычи угля, стараясь максимально сократить импорт нефти, собственные ресурсы которой в Западной Европе до последних лет были незначительны. В настоящее время страны Западной Европы (кроме Нидерландов) с каждым годом увеличивают ассигнование на восстановление угольной промышленности. Так, в 1975 г. общие капиталовложения в угольную промышленность стран ЕЭС составили 668 млн. долл, т. е. в два раза больше, чем в 1970 г.

Нефть

До 1971 г. нефтяные ресурсы в Западной Европе были малы (в 1970 г. они составляли менее 200 млн. т). После открытия месторождений в Северном море запасы нефти[1] возросли до 2,8 млрд. т.

К началу 1977 г. в Северном море было открыто 59 месторождений нефти, из них 35 в английском, 20 в норвежском, 2 в голландском и 2 в датском секторах.

Ажиотаж вокруг нефти Северного моря нарастает с каждым годом. В зарубежной печати Северное море уже называют «Европейским Техасом» или «Нефтяным Эльдорадо». Но пока что нефтяные и газовые ресурсы Северного моря осваиваются очень медленно, хотя оптимистических прогнозов о развитии нефтедобычи в этом районе высказано много. Предполагалось, что добыча нефти в Северном море в 1975 г. достигнет 100—105 млн. т, фактически же она составила 7 млн. т. Это было связано с задержкой освоения открытых месторождений (Экофиск, Фортиз, Аргайл, Ок и др.) (рис. 6).

Потребление первичной энергии в Западной Европе за период 1960—1970 гг. возрастало в среднем на 5% в год, а потребление нефтепродуктов за те же годы утроилось. Правда, после кризиса 1973 г. ранее высказанные прогнозы о дальнейшем росте потребления энергии вообще, и нефти в частности, оказались несостоятельными. Они пересматриваются, особенно в отношении потребления жидкого топлива, потребление которого не контролировалось несмотря на почти полное отсутствие собственных нефтяных ресурсов. И в самом деле: в 1975 г. потребление нефти в Западной Европе составило более 750 млн. т, а добыча ее на своих территориях — всего лишь 24 млн. т.

Начиная с 50-х годов до 1974 г. рост общего потребления энергии в Западной Европе продолжался только за счет нефти и прогнозы на будущее исходили из той же тенденции. В период 1970—1975 гг. среднегодовой прирост потребления нефтепродуктов в странах Западной Европы составил более 4,5%. Предполагалось, что в последующее пятилетие потребление нефтепродуктов сохранится на том же уровне и только в период 1981—2000 гг. произойдет снижение среднего прироста потребления нефти примерно до 1,5% в год и в 2000 г. составит 1900 млн. т.

---

[1] «I. Can. Petrol. Technol.», 1975, v. 14, No. 4, p. 22—27.

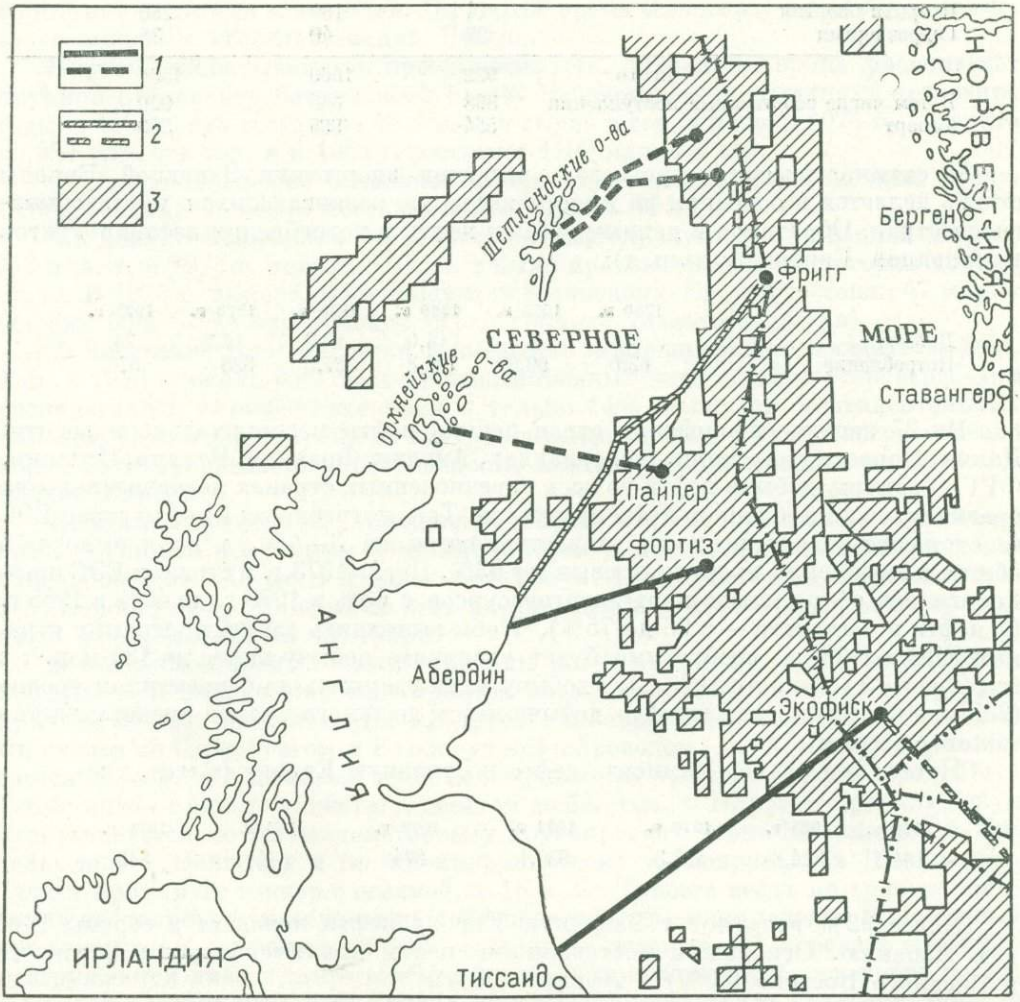


РИС. 6. ДЕЙСТВУЮЩИЕ, СТРОЯЩИЕСЯ И ПРОЕКТИРУЕМЫЕ НЕФТЕГАЗОПРОВОДЫ И ГАЗОПРОВОДЫ СЕВЕРНОГО МОРЯ

1 — нефтепроводы: *а* — действующие, *б* — строящиеся и проектируемые; *2* — газопроводы: *а* — действующие, *б* — строящиеся и проектируемые; *3* — участки, сданные в концессию (на февраль 1975 г.)

Страны капиталистического мира, в том числе и Западной Европы, в связи с энергетическим кризисом 1973 г. пересмотрели свою энергетическую политику. Так, новый прогноз энергетического баланса стран ЕЭС до 1985 г. (в млн. т нефт. экв.):

Источник энергии	1973 г.	1985 г. (старый прогноз)	1985 г. (новый прогноз)
Нефть	539	1020	575
Твердое топливо	225	175	255
Природный газ	117	265	375

Ядерная энергия	14	160	260
Гидроэнергия	27	40	35
Всего	922	1660	1500
В том числе собственные поступления	368	665	920
импорт	554	995	580

В оптимистических прогнозах развития энергетики Западной Европы ставка делается в основном на импорт нефти из развивающихся нефтедобывающих стран. Обратимся к данным добычи нефти и потребления нефтепродуктов в Западной Европе (в млн. т):

	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
Добыча	3,5	9,2	14,0	18,3	16,2	24
Потребление	62,0	99,8	196,3	387,0	628	570

Из 27 западноевропейских стран добыча нефти ведется только в девяти: Дании, Норвегии, Австрии, Нидерландах, Англии, Франции, Италии, Испании, ФРГ. Размеры добычи нефти во всех перечисленных странах незначительны по сравнению с потреблением нефтепродуктов. Так, потребности в нефти стран ЕЭС за счет собственных ресурсов удовлетворяются на 3—4%, а доля импорта в общем потреблении энергии превышает 63%. После 1973 г. в странах ЕЭС предполагалось сократить импорт энергоресурсов с 63% в 1973 г. до 40% в 1985 г. (а нефти в частности — с 96 до 75%). Чтобы выполнить такую программу странам ЕЭС к 1985 г. необходимо будет увеличить добычу нефти до 180 млн. т в год (вместо 34 млн. т в 1976 г.), а добычу угля удержать на современном уровне (255 млн. т в год). Увеличение добычи нефти до такого уровня представляется маловероятным.

Проследим размеры импорта нефти в Западную Европу (в млн. т):

1960 г.	1965 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1974 г.	1975 г.
161,1	324,6	586,3	620,1	674	644	545

Более 92% ввозимой в Западную Европу нефти попадает в страны ЕЭС и в Испанию. Основными поставщиками нефти являются страны Ближнего и Среднего Востока (60%) и Африки (29%).

Импорт нефти обходится странам Западной Европы в 10 млрд. долл. в год, и сумма эта в ближайшие годы может увеличиться в несколько раз. Такое положение чревато последствиями для платежного баланса западноевропейских стран, глубоко пораженных общим экономическим, финансовым и энергетическим кризисом. Тем более, что теперь ясно, что пользоваться нефтяными ресурсами других стран как дешевыми невозможно. Это признают даже крупные деятели делового мира. Так, в конце 1974 г. известный американский финансист Дэвид Рокфеллер заявил в интервью американскому журналу, что США следует осознать, что цены на нефтепродукты были исключительно низкими и стабильными в течение многих лет, можно сказать, что США жили как бы в кредит. Повышение цен становилось неизбежным. В первые дни энергетического кризиса буржуазная печать причины его пыталась объяснить недружелюбной политикой арабских стран. Но скоро стало очевидным, что кризис вытекал из

корыстной политики монополий. Он долгое время «созревал» и даже предсказывался многими исследователями Запада.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Западная Европа располагает крупной нефтеперерабатывающей базой. Мощность ее нарастала в последние годы: в 1950 г. она составила 48,9 млн. т сырья в год, к началу 1974 г. возросла до 935 млн. т в год, а к 1985 г. достигнет 1100 млн. т в год.

В Западной Европе основным нефтепродуктом является топочный мазут. Отбор бензина от нефти составляет всего лишь 12%.

Из общего количества потребленных нефтепродуктов в Западной Европе 643 млн. т, в 1973 г. только 37 млн. т было произведено на территории других стран. В 1975 г. импорт нефтепродуктов в Западную Европе составил 47 млн. т (из них 60% — из европейских стран социалистического лагеря).

В последние годы меняется размещение нефтеперерабатывающих заводов. Так, в 1950 г. около 85% всех производственных мощностей нефтепереработки располагалось на побережье моря и только 14% — внутри континентальных районов. В настоящее время во внутриконтинентальных районах сосредоточено более 25% производственной мощности нефтеперерабатывающих заводов Западной Европы.

Нефтяной транспорт. Западноевропейские страны располагают несколькими крупными нефтяными портами, которые могут принимать танкеры водоизмещением от 100 тыс. т и более. Это Генуя, Гавр, Милфорд, Вильгельмсхафен, Европорт и др. Каждый из этих портов соединен нефтепроводом с внутренними промышленными центрами.

В настоящее время морские причалы могут принимать танкеры дедвейтом 200 тыс. т. В районе Марселя строится новый нефтяной порт Фос с глубиной причала 32,9 м, рассчитанный на прием танкеров дедвейтом 500—700 тыс. т. Он связан со Страсбургом и Карлсруэ нефтепроводом, по которому перекачивается 90 млн. т, с Женевой, куда перекачивается 4,5 млн. т нефти в год. Порт Генуя может принять танкеры дедвейтом до 325 тыс. т. Нефть от причала Генуи перекачивается по 650-километровому трубопроводу через Швейцарию в Ингольштадт и Нейштадт и по 450-километровому трубопроводу в Швейцарию. Триест принимает танкер с осадкой до 18 м. От Триеста нефть по трансальпийскому нефтепроводу поступает на нефтеперерабатывающие заводы. В настоящее время танкеры дедвейтом до 200 тыс. т из-за ограничений в осадке частично разгружаются либо в открытом море, либо у причалов глубоководного порта. Построен первый плавучий причал для приема танкеров в Северном море, в 300 км к востоку от побережья Шотландии. Нефть будет поступать к причалу по подводному трубопроводу диаметром 254 мм, соединенный с причалом резиновым шлангом. Причал рассчитан на прием танкеров дедвейтом до 40 тыс. т.

Расширение порта Роттердам осуществлено путем сооружения Европорта в устье р. Маас, принимающего суда грузоподъемностью 300—400 тыс. т. Из Роттердама нефть транспортируется в Рур, Антверпен и Амстердам. В настоящее время через Роттердам-порт транспортируется примерно 130 млн. т нефти в год.

Порт Гавр принимает танкеры дедвейтом до 250 тыс. т, через него ежегодно проходит более 50 млн. т нефти. В 30 км к северу от Гавра ведется строительство нового порта с двумя причалами для приема танкеров дедвейтом до 500 тыс. т. Первая очередь его сдана в эксплуатацию в 1976 г. после окончания строитель-

ства второй очереди этот порт будет принимать одновременно два танкера грузоподъемностью 1 млн. т.

Порт Дюнкерк сейчас принимает танкеры с осадкой 13 м, он реконструируется с тем, чтобы принимать суда с осадкой 21 м и грузоподъемностью до 300 тыс. т. В Марселе построен порт, принимающий танкеры грузоподъемностью до 200 тыс. т. В Великобритании построен порт Милфорд-Хейвен. Он принимает танкеры дедвейтом до 275 тыс. т. Заканчивается строительство порта в Энглси для приема танкеров до 750 тыс. т. Предполагается строительство порта в Мэнлин в устье р. Темзы для приема танкеров дедвейтом до 275 тыс. т. В 1974 г. примерно 25% общего тоннажа капиталистического мира использовалось для доставки нефти в Западную Европу.

Трубопроводы. Общая протяженность трубопроводов Западной Европы к 1976 г. составила 18 тыс. км. В ближайшие годы предполагается построить более 14 тыс. км трубопроводов. Наиболее активное строительство трубопроводов (подводных) для подачи нефти и газа в Англию ведется в Северном море. Изучается вопрос о строительстве трубопровода протяженностью 1280 км для доставки газа к побережью Шотландии.

В настоящее время существуют три главных направления расположения нефтепроводов.

1. С севера на юг, по линии Вильгельмсхафен — Рейн — Рур производительностью 24 млн. т/год (после его реконструкции — 85 млн. т/год) и по линии Роттердам — Рейн — Рур производительностью 10 млн. т в год (после расширения — 36 млн. т в год);

2. С юга на север, по линии Фос — Карлсруэ производительностью 34 млн. т в год (после расширения — 90 млн. т в год), по линии Генуя — Феррара — Ингольштадт производительностью 11 млн. т/год (после расширения 55 млн. т в год), по линии Триест — Ингольштадт производительностью 54 млн. т в год;

3. С востока на запад — нефтепровод «Дружба» протяженностью более 500 км и производительностью после расширения 100 млн. т в год.

Перечисленные выше системы нефтепроводов Западной Европы состоят из отдельных трубопроводов различной длины и диаметров, которые мы здесь не перечисляем. В 1976—1977 гг. вошли в эксплуатацию новые нефтепроводы: от Суэцкого канала до побережья Средиземного моря (Египет), из Южного Ирана до порта Искандерон (Турция); будет увеличена производительность трансарабского и израильского нефтепроводов, что позволит увеличить доставку нефти, предназначенной для Западной Европы, в порты Средиземного моря.

Накануне второй мировой войны доля нефти в общем нефтяном импорте (нефть + нефтепродукты) Западной Европы составляла 24%, в настоящее время она превысила 80%. Это связано с тем, что западноевропейские страны после войны начали создавать у себя нефтеперерабатывающую базу.

Газ

Вплоть до 1960 г. в Западной Европе применялся в основном искусственный газ. После открытия месторождений природного газа во Франции, в Нидерландах и Италии искусственный газ начал заметно вытесняться природным. В настоящее время доля природного газа в общем потреблении газа такова (в %): в Австрии — 86, в Бельгии — 100, во Франции — 91, ФРГ — 86, в Италии —

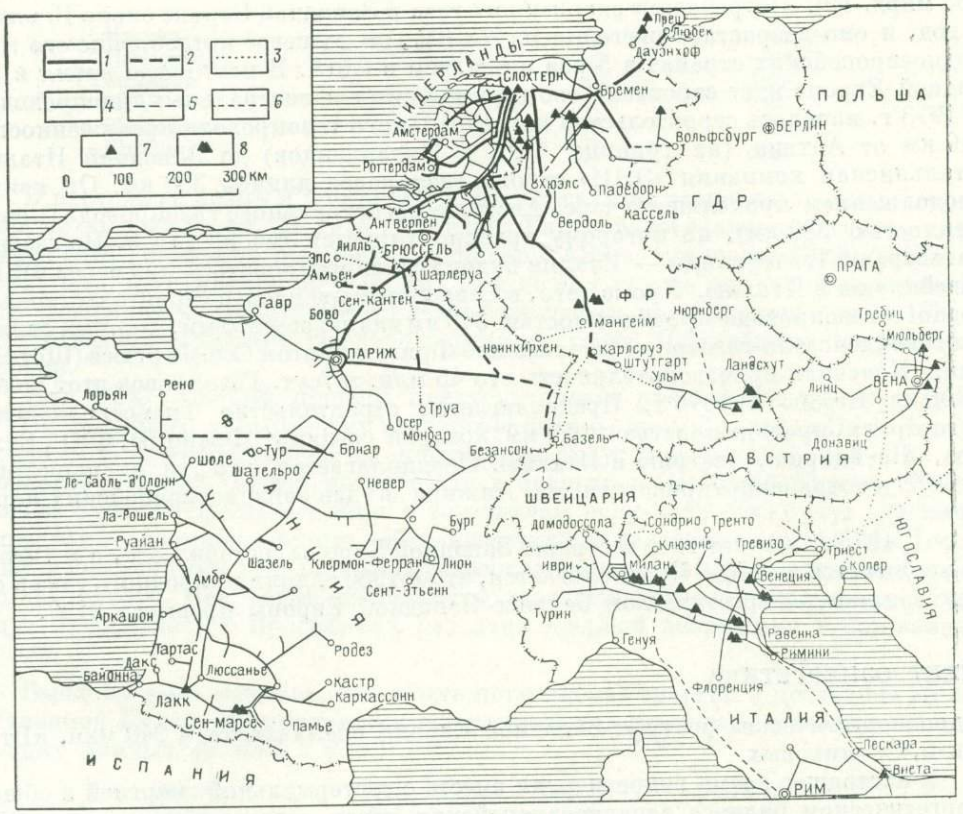


РИС. 7. МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ

Главные магистральные газопроводы: *1* — эксплуатируемые, *2* — строящиеся, *3* — планируемые; **местные магистральные газопроводы:** *4* — эксплуатируемые, *5* — строящиеся, *6* — планируемые; *7* — газовый промысел; *8* — группа газовых промыслов

96, в Нидерландах — 100, в Испании — 72, в Великобритании — 73, в среднем по всем странам Западной Европы — 88%.

В 1974 г. в Западной Европе были известны 300 газовых месторождений с извлекаемыми запасами газа 5,400 трлн. м³, из них 1,5 трлн. м³ в Северном море (990 млрд. м³ в английском секторе, 425 млрд. м³ в норвежском, около 57 млрд. м³ в голландском и примерно 28 млрд. м³ в датском). Наиболее крупных газовых месторождений шесть, на их долю приходится более 61% общих запасов природного газа. Они расположены [1] в Нидерландах, Франции, Великобритании, Италии и ФРГ.

Добыча природного газа в Западной Европе в 1970 г. достигла 65,4 млрд. м³, а в 1975 г. возросла до 161 млрд. м³. Предполагается, что в 1980 г. она составит 184 млрд. м³ и в 1985 г. — 240 млрд. м³ (а спрос на него в 1985 г. превысит

[1] «Casverwendung», 1973, Bd. 24, Nr. 10, S. 456—462.

283 млрд. м³). Потребление сжиженного газа в Западной Европе около 15 млн. т в год, и оно возрастает ежегодно на 7—8%, но душевое потребление его в западноевропейских странах в 5 раз ниже, чем в США. В настоящее время в Западной Европе идет строительство двух крупных магистральных газопроводов. В 1973 г. началось строительство магистрального газопровода протяженностью 810 км от Аахена (на границе ФРГ и Нидерландов) до Западной Италии. Итальянская компания «ЭНИ» строит газопровод длиной 388 км. Он явится продолжением проходящего через Австрию магистрального газопровода (протяженностью 380 км), по которому транспортируется газ из СССР. По газовой магистрали Нидерланды — Италия будет транспортироваться газ через ФРГ и Швейцарию в Италию. Кроме того, в Северном море начато строительство подводного газопровода протяженностью 370 км диаметром 810 мм, который свяжет нефтеконденсатно-газовое месторождение Фригг с портом Сен-Фергюсе (Шотландия). Конечная производительность его 45 млн. м³/сут. Газопровод этот вошел в эксплуатацию в 1976 г. Предполагается строительство Трансевропейской магистрали, протяженностью 2029 км, которая соединит Францию, ФРГ, Бельгию, Швейцарию, Австрию и Италию. Предполагается, что газ в сжиженном виде будет транспортироваться из Алжира в два западноевропейских порта (рис. 7).

В 1973 г. импорт газа в страны Западной Европы составил 3%, а к 1985 г. он увеличится до 27%. Предполагается, что к 1980 г. доля природного газа в общем топливно-энергетическом балансе Западной Европы превысит 21%.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетические ресурсы Западной Европы оцениваются в 240 млн. кВт·ч или 6,4% мировых.

В настоящее время гидроэнергия вместе с геотермальной энергией в общем энергетическом балансе западноевропейских стран составляет примерно 3%. Предполагается, что в ближайшие 10—15 лет эта доля не будет превышать указанной величины. Прежние прогнозы о развитии атомной энергетики в капиталистическом мире не оправдались. Они оказались слишком преувеличенными (особенно в Великобритании). Правда после 1973 г. программы развития атомной энергетики в капиталистических странах пересматриваются заново, однако и новые прогнозы могут оказаться преувеличенными. В 1973 г. производство электроэнергии в странах ЕЭС составило 51,7 млрд. кВт·ч, в 1974 г. — эта величина возросла незначительно — до 53,4 млрд. кВт·ч.

В апреле 1976 г. в странах Западной Европы находились в эксплуатации 96 ядерных блоков общей мощностью 27 384 МВт и в 17 странах было разработано 62 проекта строительства блоков АЭС общей мощностью 58 899 МВт. Основная часть из них должна войти в эксплуатацию в 1976—1982 гг. Действующие в 1976 г. ядерные блоки в Западной Европе между отдельными странами распределялись следующим образом:

	Количество ядерных блоков	Мощность, МВт
Бельгия	4	1662
Великобритания	30	5550
Испания	3	1075

Италия	3	597
Нидерланды	2	530
Франция	10	2886
ФРГ	10	3494
Швейцария	3	1010
Швеция	5	3180

В настоящее время и пересмотренные программы развития атомной энергетики не выполняются. В 1974 г. страны Европейского экономического сообщества (ЕЭС) наметили увеличение мощностей АЭС за последние 10 лет (к 1985 г.) до 125 млн. кВт (причем 35% из них еще до сих пор не получили окончательного одобрения к строительству). Новые прогнозы предусматривают: в 1985 г. вырабатываемая на АЭС электроэнергия составит 16% общего потребления энергии.

Для 2000 г. новый прогноз предусматривает увеличение мощности АЭС до 1700 тыс. МВт, а выработку электроэнергии — до 2300 млрд. кВт·ч. В этом случае 80% электроэнергии на континенте будут давать АЭС, что позволит удовлетворять 35% общей потребности в энергии в Западной Европе. Новый прогноз будет осуществлен лишь в том случае, если 35% АЭС будут оснащены реакторами—размножителями. Как известно, в настоящее время АЭС оснащаются различными реакторами (преимущественно с кипящей водой и с водой под давлением). Некоторые специалисты полагают, что водо-водяные реакторы будут преобладать в программах развития ядерной энергетики в ближайшие 20 лет.

Выше мы уже отмечали, что общее потребление энергии в последние 25 лет в Западной Европе увеличивалось в значительных размерах, что видно из следующих данных (в млн. т у. т.)

1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
616	817	1400	1469,0

Средний прирост потребления первичной энергии в странах ЕЭС на ближайшие 10 лет составил 3,5% (вместо прежних 5%). Намечено долю импортной энергии сократить с 63% в 1973 г. до 40% в 1985 г. Однако такое сокращение осуществить трудно. Сейчас имеются предположения, что она достигнет минимум 55%. Потребление угля за 10 лет предполагается увеличить на 25% по сравнению с потреблением в 1973 г.

АВСТРИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Запасы бурого угля в Австрии [1] оцениваются в 63,5 млн. т, а каменного угля — в 5 млн. т. Наиболее крупными являются месторождения Кефлах-Фойсберг (38% запасов бурого угля страны), Хаусрук (29% запасов), Вильдсхут — Триммелькам — Остермитин (15% запасов). Имеется ряд мелких угольных месторождений, но эксплуатация их нерентабельна. В верхней Австрии известно

[1] «SUMMA wirtschaftsder», 1974, Nr. 1, S. 12.

месторождение каменного угля Грюнбах. Добыча угля в стране в 1974 г. составила 3,6 млн. т. В настоящее время в Австрии возобновились исследовательские работы по подземной газификации бурого угля. Работы эти проводит Рейнско-Вестфальская высшая техническая школа в Ахене.

Нефть и газ

Запасы нефти в Австрии к 1974 г. составляли 26 млн. т. В стране известно более 30 нефтяных месторождений. Добыча нефти в стране развивалась очень медленно. Накануне второй мировой войны она составляла 176 тыс. т в год. В 1938 г. Австрия была оккупирована фашистской Германией. Последняя начала форсировать в Австрии поисково-разведочные работы на нефть. За 1939—1944 гг. были открыты новые месторождения: Хохенрупперсфорд, Маустренк, Мюльберг и Шарфенек. К концу войны нефтяные промыслы и нефтеперерабатывающие заводы в Австрии были разрушены. Добыча нефти в стране в 1945 г. составляла 448 тыс. т. После второй мировой войны разрушенные нефтяные промыслы Австрии, принадлежавшие немецкому капиталу, были переданы СССР в качестве репараций. Советский Союз не только восстановил нефтяную промышленность Австрии, но обеспечил развитие нефтедобычи. В результате развернувшихся разведочных работ были открыты новые нефтяные месторождения: Кагран, Матцен, Рабенсбург и др. Поисковые, буровые работы и добыча нефти были оснащены новой техникой. Разрушенная до основания немецкими фашистами нефтяная промышленность Австрии за сравнительно короткий срок была восстановлена. Добыча нефти в 1955 г. достигла 3,7 млн. т. В том же году правительство Советского Союза передало Австрии восстановленную нефтяную промышленность. Сначала национальная нефтяная промышленность Австрии испытывала финансовые затруднения. Созданная в 1955 г. государственная нефтяная компания «ОВМ» не смогла исправить положения. На «помощь» пришли иностранные фирмы «Шелл» и «Мобил ойл». Они также не улучшили положения нефтяной промышленности. Добыча нефти начала сокращаться с каждым годом, что видно из следующих данных (в млн. т):

1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
3,7	2,4	2,8	2,8	2,0

Количество добываемой в стране нефти, не удовлетворяет ее потребностей. Австрия ежегодно импортирует (в основном из стран Ближнего и Среднего Востока и Африки) более 6 млн. т нефти.

Нефтеперерабатывающая промышленность до второй мировой войны в Австрии переработку нефти производили несколько небольших заводов малой мощности с низким уровнем технического оснащения. К концу войны все эти заводы были разрушены. За 1945—1955 гг. все заводы были восстановлены Советским Союзом и, кроме того, в те же годы построены новые нефтеперерабатывающие заводы в районе Вены, позже — в Швехате (близ Вены). Построен завод и в Граце, который снабжается нефтью по ответвлению от Трансальпий-

ского нефтепровода. В Австрии перерабатывается около 9 млн. т нефти в год (из них около 7 млн. т импортной) и производится 8,5 млн. т нефтепродуктов. Потребляется же в стране 10 млн. т нефтепродуктов, т. е. 1,5 млн. т нефтепродуктов импортируется. Из нефтепродуктов в Австрии вырабатывается в основном мазут, дизельное топливо и бензин.

Газ

Запасы природного газа Австрии в 1974 г. составляли 15,6 млрд. м³. Основные газовые месторождения расположены в Венском бассейне, менее значительные — в предгорьях Альп. Наиболее крупное газовое месторождение — Цверндорф-Высока открыто в 1952 г. Оно расположено на австрийско-чехословацкой границе. Вторым по величине и значению является газонефтяное месторождение Адерклаа. Поиски, разведка и добыча газа в Австрии осуществляются главным образом государственной компанией «ОМК—АС» и двумя частными фирмами. Природный газ содержит до 97—98% метана. Добыча газа [1] в стране составляла (в млрд. м³):

1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1975 г.
0,7	1,2	1,3	1,8	2,1	2,3

Своего газа Австрии не хватает. Собственная добыча природного газа лишь на 47% удовлетворяет потребности страны. С 1968 г. Австрия импортирует газ из СССР.

В 1974 г. был сдан в эксплуатацию крупный газопровод СССР — Италия, он пересекает территорию Австрии и Чехословакии. Второй крупный газопровод будет проложен по территории Австрии, по которому алжирский газ будет поступать в Западную Европу. Общая протяженность газопроводов в Австрии в 1970 г. составляла 1312 км. В мае 1974 г. сдан в эксплуатацию Трансавстрийский газопровод, являющийся транзитным участком газопровода СССР — Италия, общая протяженность которого 383,7 км диаметром 965 и 914 мм.

Доля газа в энергетическом балансе страны в 1975 г. составила около 15%.

Потребление газа в Австрии в 1974 г. достигло 4,4 млн. т у. т., или 13% общего потребления энергии в стране.

Доля отдельных потребителей в общем потреблении газа такова (в %): промышленность — 41,5, химия — 27,7, производство электроэнергии — 23,5, бытовые и коммунальные нужды — 6,0, прочие потребители — 1,3.

Добыча природного газа в Австрии является государственной монополией. Австрийское нефтяное управление (АНУ) обеспечивает 97% общей добычи природного газа в стране. АНУ принадлежат основные газовые месторождения: Цверндорф, Адерклаа, Кагран, Матцен — Ауэршталь. Каждая федеральная земля имеет свое газовое общество. Кроме того, в Австрии есть несколько мелких газовых компаний, которые имеют соглашение с АНУ на добычу и продажу газа.

В 1966 г. между Австрией и Чехословакией подписано соглашение на период 1966—1975 гг., по которому Чехословакия обязалась сократить добычу газа

---

[1] «Petrol. Times», 1974, v. 78, No. 1994, p. 25—29.

на совместно эксплуатируемом месторождении Цверндорф — Высока, это позволило Австрии дополнительно добывать на этом месторождении 150 млн. м³ газа в год.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетические ресурсы Австрии в 1973 г. оценивались в 43,9 млрд. кВт·ч в год, из которых 17% находилось в освоении [1]. Мощность действующих и строящихся гидроэлектростанций на реках Дунай, Тироль и Драву на 1/I 1975 г. составляла 8850 МВт. В 1972 г., еще до энергетического кризиса в Австрии был разработан прогноз производства и потребления электроэнергии в стране на 1973—1990 гг., по которому предусматривалось, что потребление электроэнергии будет возрастать на 7% в год. Для удовлетворения растущей потребности в электроэнергии до 1990 г. предполагалось построить и ввести в эксплуатацию электростанции общей мощностью 6600 МВт, из которых общая мощность АЭС 2800 МВт. Общая мощность электростанций Австрии на 1/I 1974 г. составляла 7418 МВт, из них ТЭС — 2024 МВт, ГЭС — 5394 МВт. Выработка электроэнергии [1] в 1976 г. составила 23 млрд. кВт·ч, из них 72% приходилось на долю ГЭС. В стране разработана и осуществляется программа развития электроэнергетики до 1982 г. К 1976 г. должны быть построены и введены в эксплуатацию электростанции общей мощностью 3603 МВт. Общее потребление всех видов энергии в Австрии с 1966 г. по 1972 г. увеличилось на 44,3% и достигло 28,5 млн. т у. т. в год, а в 1975 г. 31,7 млн. т у. т.

Структура топливно-энергетического баланса [2] Австрии в 1969—1975 гг. по данным центрального статистического управления страны показана ниже (в %)

Носители энергии	1969 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1975 г.
Уголь	20,5	19,9	15,8	14,3	13,6	21,9
Жидкое топливо	50,0	51,6	53,4	53,7	54,5	46,4
Газообразное топливо	10,8	11,0	12,5	13,1	13,3	5,7
Электроэнергия	12,8	12,3	12,8	13,4	13,2	Нет свед.
Дрова	4,8	4,3	4,2	3,8	3,7	То же
Прочие	1,1	0,9	1,3	1,7	1,7	»

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

В начале промышленного развития Великобритании уголь уже широко применялся и долгое время составлял основу топливно-энергетического баланса. В настоящее время он является существенным, но не основным источником энергии. Запасы угля страны [3] оцениваются в 45 млрд. т. Добыча угля в стране сосредоточена в трех основных районах: Южном, Центральном и Северном.

---

[1] «ÖZE», 1975, v. 28, No. 5, p. 317—323.
[2] «Statest Nachr.», 1975, Bd. 30, Nr. 7, S. 461—467.
[3] «Plant Eng.», 1975, v. 19, No. 1, p. 11—13, 15—23; «Int. Conf. Energy Eur. 1980», London, 1974, p. 57—59.

В первом из них крупный Южно-Уэльский бассейн, где добывается уголь высокого качества. Крупнейший бассейн Центрального района — Йоркширский. В этом бассейне добывается примерно 35% общей добычи угля в стране. В Северном районе два бассейна: Дургам-Нортемберленский и Шотландский. К началу XIX столетия по добыче угля Великобритания занимала первое место в мире. В это время мировая добыча угля составляла 14 млн. т, из них на долю Великобритании приходилось 10 млн. т.

После второй мировой войны угольная промышленность Великобритании оказалась в запущенном состоянии. Строительство новых шахт было приостановлено, а существовавшие шахты требовали технического обновления. Шахтовладельцы прекратили вложения капиталов в угольную промышленность. Добыча угля начала снижаться. В период 1957—1967 гг. в стране было закрыто около 400 угольных шахт. Основа энергетики была подорвана. Создалась серьезная угроза всей экономике страны.

В январе 1947 г. угольная промышленность Великобритании была национализирована. Угольные шахты с годовой добычей около 2 млн. т были переданы частным лицам на арендных условиях. После национализации в отрасли наметилось некоторое оживление.

В 1967 г. в Великобритании в сбыте угля возник кризис, вызванный тем, что со второй половины 50-х годов нефтяное топливо стало успешно конкурировать с углем, постепенно вытесняя его из энергетического баланса страны. Добыча угля стала сокращаться, что видно из следующих данных [1] (в млн. т):

1957 г.	1965 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
228	185,7	144,7	122,3	140,4	108	114	127

При таком положении потребление угля начало сокращаться во всех секторах национального хозяйства страны; в 1974 г. оно снизилось [1] до 133 млн. т. Страна, располагающая значительными запасами угля, встала на путь импорта его. В 1975 г. доля импортного угля составила почти 4% от общего его потребления.

Добыча угля сокращалась во всех угледобывающих районах, в том числе и на двух крупнейших месторождениях — Йоркшире и Мидлэндсе. Потребление угля этих месторождений снизилось с 215 млн. т в 1955 г. до 135 млн. т в 1974 г.

После энергетического кризиса 1973 г. спрос на уголь повысился. Правительство Великобритании приступило к восстановлению прежнего уровня добычи угля, к повышению технического уровня угледобывающей промышленности. Великобритания стала импортировать уголь (5,1 млн. т) и торф. Резко сократился экспорт угля, которому раньше правительство всячески содействовало. Национальное управление по углю разработало план, одобренный правительством Великобритании, по которому в течение 11 лет на развитие добычи угля предусматривается израсходовать 1,5 млрд. долл. Основная сумма этих ассигнований будет использована на автоматизацию работ на угольных шахтах и на решение проблемы производства из угля жидкого топлива. Программа, принятая на 1976—1985 гг., предусматривает, что к 1985 г. добыча угля [2]

[1] «World Coal», 1974, Oct., p. 71—74.
[2] «Glückauf», 1975, Nr. 9, S. 16.

в Великобритании достигнет 150 млн. т. Увеличение добычи угля предполагается за счет разработки старых шахт и выявления новых месторождений. Надежды возлагаются на увеличение добычи угля на месторождениях Селби (графство Йоркшир) и Парк Силвердэйл (графство Стаффордшк), а также на мелких месторождениях в Южном Уэльсе и в северо-восточной части страны.

Нефть

До открытия промышленной нефти в Северном море запасы нефти в Великобритании были незначительны: около 1 млн. т. Они сосредоточены в четырех районах: Ноттингэмпшире, Лейстершире, Линкольншире и Дорсетшире. Из 50 нефтяных скважин этих месторождений добывали от 40 до 80 тыс. т нефти в год.

В связи с относительно успешным производством жидкого топлива из шотландских сланцев особого значения поискам нефти в Великобритании до окончания второй мировой войны не придавали. Правящие круги ориентировались на нефтяные ресурсы других стран — Египта, Индии, Румынии, Венесуэлы, Колумбии, США и других стран. За несколько лет до первой мировой войны небольшая английская компания «Шелл транспорт» начала добычу нефти в ряде стран и в скором времени превратилась в мощную монополию с большим собственным наливным флотом.

В 1907 г. эта компания объединилась с голландской компанией «Ройял датч», образовав мощную нефтяную компанию «Ройял датч-шелл». Несколько позже возникла «Англо-Персидская нефтяная компания». Эти компании, при активной поддержке правящих кругов Великобритании захватывали нефтяные ресурсы других стран и обеспечивали нефтью не только Великобританию, но и другие страны.

В 1964 г. в Великобритании был издан закон, по которому минеральные ресурсы на континентальном шельфе объявлены собственностью государства. В том же году были выданы лицензии на поисково-разведочные работы на нефть и газ в Северном море. В конце 1965 г. компания «Бритиш Петролеум» открыла там первое крупное месторождение природного газа.

В период 1970—1973 гг. в английском секторе Северного моря открыты нефтяные месторождения: Фортиз, Брент, Ниниан, Ок, Корморан, Пайпер, Джозефин, Морин и Монтроз.

К середине 1974 г. в Северном море было открыто 30 нефтяных месторождений, из них 16 в английском секторе. На долю английского сектора приходится 75% промышленных запасов нефти и 65% запасов газа, обнаруженных в Северном море.

В 1974 г. извлекаемые запасы нефти в английском секторе Северного моря оценивались примерно в 1500 млн. т. Теперь они возросли [1] до 3—4,5 млрд. т. В 1975 г. в Великобританию начала поступать нефть, добываемая на месторождении Аргайл в Северном море. Она доставляется танкерами на завод,

---

[1] «Glückauf», 1975, Nr. 5, S. 48.

По другим данным на начало 1977 г. запасы нефти в британском секторе Северного моря составляли 2,3 млрд. т. — *Прим. ред.*

расположенный на о. Грейн. Эксплуатируемые пять месторождений в английском секторе дали в 1976 г. около 20 млн. т нефти, предполагается, что в 1978 г. добыча в Северном море будет обеспечивать 70% потребности страны в нефти.

В английском секторе Северного моря основные месторождения нефти и газа сосредоточены в центральной его части, в 250—400 км от побережья Великобритании, на участках с глубиной моря от 120 до 250 м (рис. 8). Эксплуатация таких месторождений требует повышенных затрат, которые компенсируются тем, что нефть Северного моря близка к промышленным центрам страны и транспортные расходы на ее доставку невелики.

В 1974 г. проф. К. Робинс опубликовал книгу о развитии энергетики в Великобритании и дал прогноз динамики добычи нефти в стране (в млн. т): 1977 г. — 60, 1978 г. — 70, 1979 г. — 85, 1980 г. —100. Прогноз проф. Робинса, один из осторожных, и тем не менее он тоже преувеличен. Прогнозы развития нефтедобычи в Северном море не оправдались. Освоение месторождений идет слабыми темпами. Сроки ввода в эксплуатацию открытых месторождений не выдерживались [1].

Обустройство морских нефтяных промыслов в Северном море и сдача их в эксплуатацию повсеместно задерживается, а потому мнение некоторых английских специалистов о том, что в 1980 г. в английском секторе Северного моря добыча нефти достигнет 150 млн. т в год и что к 1980 г. Великобритания 50% своих потребностей в нефти будет удовлетворять за счет эксплуатации месторождений Северного моря, несостоятельно.

В настоящее время в английском секторе Северного моря работают более 230 компаний из 14 стран мира (США, Канады, ФРГ, Италии, Австрии и др.). Большинство действующих там компаний объединены в консорциумы, их насчитывается около 25. Иностранный капитал контролирует примерно 50% запасов нефти в английском секторе.

Ведущая роль принадлежит капиталу США, на его долю приходится 44% всей арендуемой здесь площади, а на долю 75 английских фирм — только 33% концессионной территории. Правительство Великобритании всячески стремится усилить контроль в своем секторе моря. Компании США активно сопротивляются. В начале 1974 г. лейбористская партия в предвыборном манифесте заявила о том, что она поставит нефтяные и газовые ресурсы Северного моря под контроль государства. После победы лейбористов на выборах, королева в тронной речи подтвердила это обещание лейбористов, а фактически дело кончилось не национализацией нефтяных и газовых ресурсов, а лишь созданием «смешанных» компаний, что практически усилило роль и могущество нефтяных монополий. Последний прогноз о положении с нефтяными ресурсами Великобритании полон оптимизма. Он выглядит так (в млн. т):

	Потребление	Добыча
1976 г.	109,6	16,8
1978 г.	105,7	68,4
1980 г.	110,7	124,4
1982 г.	114,4	155,5
1984 г.	119,0	150,0

[1] «Petrol. Econ.», 1975, v. 42, No. 2, S. 59—61.

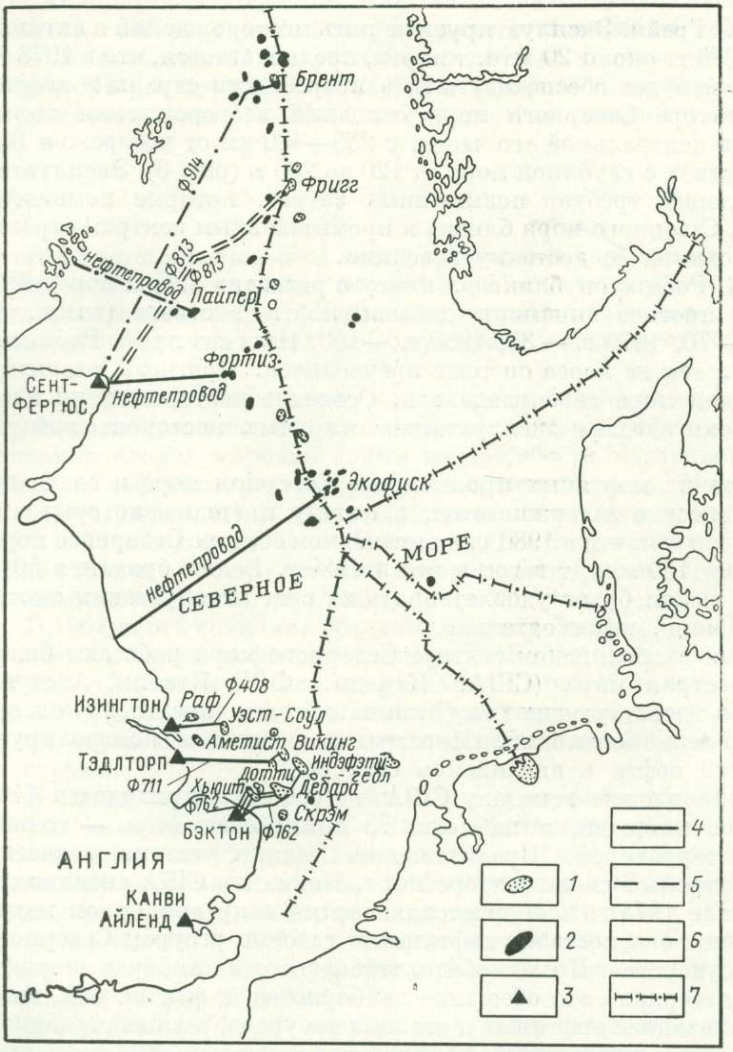


РИС. 8. КАРТА РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СЕВЕРНОМ МОРЕ

Месторождения: *1* — газовые, *2* — нефтяные; *3* — пункты приема газа; газопроводы: *4* — действующие, *5* — проектируемые, *6* — строящиеся; *7* — граница по морю

Как показывают вышеприведенные данные, потребление нефти впредь будет сдерживаться, оно будет расти незначительно и уже с 1980 г. добыча нефти якобы должна превышать потребление ее. Большинство же других прогнозов менее оптимистичны.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Интенсивное развитие нефтепереработки в Великобритании началось с 50-х годов. До этого времени основная часть нефтепродуктов импортировалась. С 50-х годов началось ускоренное строительство новых заводов, темпы которого повысились в 60-е годы. В 50-е годы основное место в импорте занимала нефть. В начале 70-х годов доля нефти уже составила 85,5%.

Мощность нефтеперерабатывающих заводов и импорт нефти Великобритании увеличивались следующим образом [1] (в млн. т):

	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1975 г.
Мощность	9,9	31,6	50,0	73,4	120	138	146
Импорт	9,6	28,2	45,6	65,4	102	116,4	92

По мощности нефтеперерабатывающих заводов Великобритания занимает четвертое место среди стран Западной Европы. Более половины потребляемой нефти в Великобритании поставляют монополии США. Примерно 71% нефти поступает из стран Ближнего и Среднего Востока, 20% — из Африки и 4% — из стран Латинской Америки и 5% — из других стран и только 26% — из Азии и 10% — из Европы. В 1974 г. Великобритания израсходовала на импорт нефти более 3 млрд. фунт. стер.

В 1973 г. Великобритания импортировала 116,4 млн. т нефти, а в 1975 г.— 92 млн. т. До 1938 г. нефтяной импорт состоял главным образом из нефтепродуктов, доля нефти в нем составляла лишь 19,4%, а с 50-х годов, когда в стране была создана собственная нефтеперерабатывающая база, нефтяной импорт в основном стал состоять из нефти. Потребление нефтепродуктов в стране в 1975 г. снизилось до 81 млн. т, а в 1973 г. оно составляло 99,3 млн. т.

Главные нефтеперерабатывающие заводы Великобритании расположены на р. Темзе, куда могут заходить сравнительно небольшие танкеры. В западной части Англии построен нефтяной порт Милфорд-Хейвен, который обслуживает четыре крупных нефтеперерабатывающих завода (а всего их в стране 20), снабжает по 96-километровому трубопроводу заводы в Ландарси и перекачивает нефтепродукты по 236-километровому трубопроводу в Мидленд и Манчестер.

В 1975 г. порт Милфорд-Хейвен начал принимать танкеры дедвейтом до 275 тыс. т.

Структура производства нефтепродуктов в Великобритании такова (в %): мазута — 40, автобензина — около 15, дизельного топлива — 5, газа — 6, моторное топливо — 12 и 6% используется для нужд нефтеперерабатывающих заводов.

Газ

До открытия в 1965 г. газовых месторождений в Северном море Великобритания практически не имела газовых ресурсов.

Несколько небольших газовых месторождений на суше в районах Ральф — Кросс, Локтон, Коусленд и Экседйл давали небольшое количество газа (около 190 млн. м³ в год). Газ этих месторождений использовался только для промышленных целей.

Основу газового хозяйства Великобритании до 50-х годов составлял искусственный газ, вырабатываемый из угля при высоком давлении. С 50-х годов в Великобритании начало быстро развиваться производство газа из нефти. С открытием газовых месторождений в Северном море производство газа из угля и нефти резко сократилось (примерно до 9 млрд. м³ в год).

Первое газовое месторождение в Северном море Уэст Соул было обнаружено в 1965 г.

К середине 1974 г. в Северном море было открыто 22 газовых месторождения, наиболее крупные из них — в пределах английского сектора. Наиболее крупные газовые месторождения — Леман, Индефетигебл, Хьюит, Уэст-Соул, Викинг — расположены на расстонии 50—100 км от побережья.

По состоянию на конец 1976 г. извлекаемые запасы газа в английском секторе Северного моря оценивались в 0,8 трлн. м³. Газовые залежи в Северном море расположены на глубине 1800—2700 м. Дебит скважин от 750 тыс. до 1 млн. м³/сут. Месторождения однопластовые. Содержание метана в газе 95—96%.

В настоящее время в английском секторе Северного моря эксплуатируются восемь газовых месторождений, которые связаны с побережьем подводными газопроводами.

Кроме того, Великобритания заключила соглашение с Норвегией о совместной эксплуатации с конца 1977 г. газового месторождения Фригг. Месторождение это открыто в 1972 г., запасы его оценены в 200—250 млрд. м³. Месторождение Фригг находится на границе норвежского и английского сектора, стороны договорились газ этого месторождения подавать к побережью Шотландии, к которому до пункта Сент-Фергюс будут уложены две нитки газопровода длиной 363 км каждая и диаметром 800 мм. Из Сент-Фергюса газ будет подаваться по газопроводу длиной от 1130 км в центр страны. Общая протяженность газопроводов Великобритании в 1976 г. (в основном диаметром 914 мм) составила 3218 км. К 1978 г. она возрастет до 4800 км (рис. 9).

Стоимость строительства трубопроводов в Северном море очень высока. Поэтому, видимо, будет построена единая трубопроводная система общей протяженностью 1600 км, которая должна объединить несколько морских месторождений, тем более, что некоторые из них невелики. Строительство к таким месторождениям специальных трубопроводов нецелесообразно.

В 1972 г. в Гленвейвисе закончено строительство завода по сжижению газа мощностью 142 тыс. м³/сут. Подобный завод в 1973 г. был построен в Партингтоне (вблизи Манчестера).

С 1963 г. Великобритания импортирует сжиженный газ из Алжира (из порта Арзев).

Добыча природного газа в Великобритании увеличивается с каждым годом. В 1971 г. она составляла 14,6 млрд. м³, а в 1975 г. — 31,5 млрд. м³. Добыча природного газа и наличие импортного сжиженного газа из Алжира позволили Великобритании отказаться от широкого применения искусственного газа, получаемого из угля и нефти. Теперь доля природного газа в общем балансе газоснабжения страны повысилась до 95%, а доля его в общем энергетическом балансе Великобритании к 1975 г. возросла до 15,7%.

Природный газ с морских месторождений поступает в три приемных пункта, расположенных на восточном побережье Великобритании, из которых газ по шести газопроводам транспортируется в 12 районов страны.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В 1973 г. доля гидроэнергии в общем энергетическом балансе Великобритании составила 0,6%. Общая мощность всех электростанций Великобритании к на-

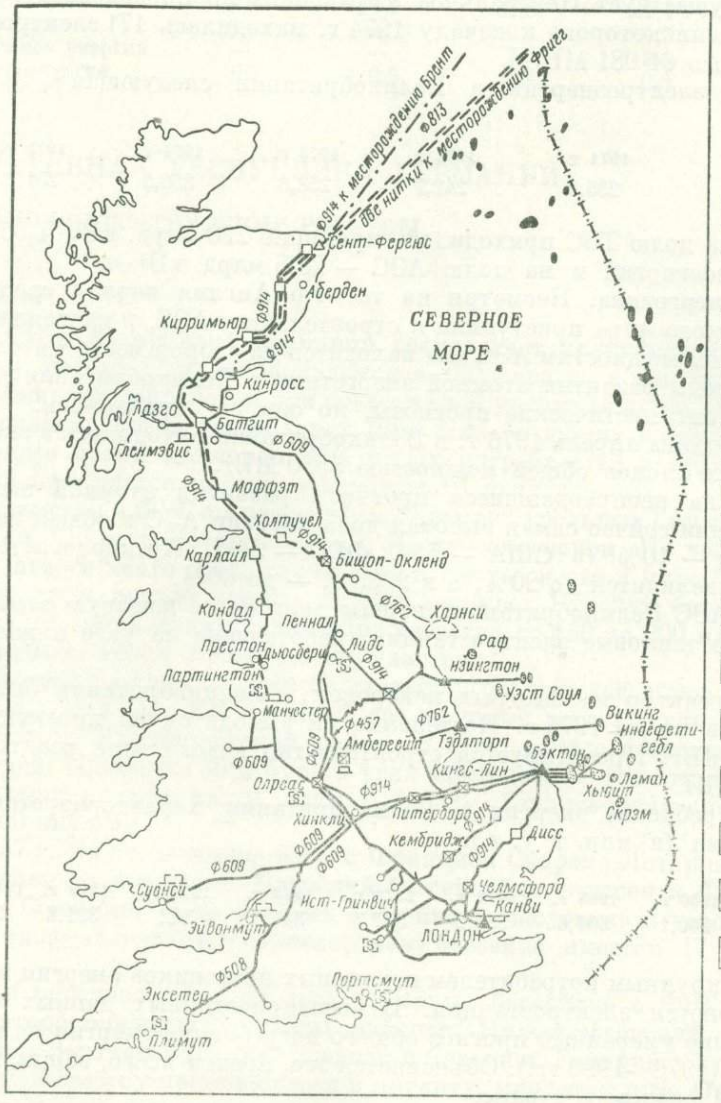


РИС. 9. КАРТА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ВЕЛИКОБРИТАНИИ (ЯНВАРЬ 1976 Г.)

Месторождения: *1* — газовые, *2* — нефтяные; компрессорные станции: *3* — проектируемая или строящаяся, *4* — действующая; пункты приема газа: *5* — действующие, *6* — строящиеся; газопроводы: *7* — действующие, *8* — проектируемые, *9* — строящиеся; *10* — хранилище газа в соленосном пласте проектируемое; хранилище СПГ: *11* — наземное действующее, *12* — заглубленное действующее, *13* — наземное проектируемое или строящееся; *14* — установка по производству синтетического газа

чалу 1974 г. составляла 63 853 МВт. На производство электроэнергии расходуется более 33% всех энергетических ресурсов.

В стране существует Центральное Управление по производству электроэнергии, в ведении которого к началу 1974 г. находилась 171 электростанция общей мощностью 61 081 МВт.

Выработка электроэнергии в Великобритании следующая [1] (в млрд. кВт·ч):

1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
223,2	235,5	242,7	258,8	250,5	251,2

В 1975 г. на долю ТЭС приходилось примерно 220 млрд. кВт·ч общей выработки электроэнергии и на долю АЭС — 26,5 млрд. кВт·ч.

Атомная энергетика. Несмотря на то, что Англия первая среди стран капиталистического мира приступила к строительству АЭС, в настоящее время по установленным мощностям АЭС она находится на втором месте [2] после США.

В первые годы развития атомной энергетики в Великобритании высказывались весьма оптимистические прогнозы, но они не оправдались.

По состоянию на апрель 1976 г. в Великобритании находилось в эксплуатации 30 ядерных блоков общей мощностью 5550 МВт.

Несмотря на неоправдавшиеся прогнозы развития атомной энергетики в Великобритании сейчас самая высокая доля энергии АЭС в общей выработке электроэнергии — 10% (в США — 5%, ФРГ — 3%). Предполагается [3], что к 1980 г. она увеличится до 20%, а к 2000 г. — до 60%.

В 1971 г. АЭС Великобритании впервые дали более дешевую электроэнергию, чем новые тепловые электростанции, работающие на угле и жидком топливе.

Опытный реактор на быстрых нейтронах в Великобритании был сдан в эксплуатацию в конце 1975 г. Постепенно он выводится на проектную мощность [4] — 250 МВт. Проектируется строительство нового типа реактора мощностью 1300 МВт.

Общее потребление энергии в Великобритании характеризуется следующими данными (в млн. т у. т.):

1947 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.	1980 г.
203	269,1	301,6	333,2	327,7	347,8	342	321,6	370

Наиболее крупным потребителем первичных источников энергии в Великобритании являются электростанции. В вышеприведенных данных обращает на себя внимание умеренный прогноз общего потребления энергии на предстоящее пятилетие (1976—1980 гг.). Объясняется это, прежде всего, общим глубоким экономическим спадом в стране.

Структура энергетического баланса Великобритании в период 1947—1975 гг. представляется в следующем виде (в %):

---

[1] «Энергохозяйство за рубежом», 1974, № 3, с. 44.
[2] «Energy world», 1974, No. 8, p. 5—12.
[3] «Энергохозяйство за рубежом», 1974, № 5, с. 22.
[4] «Nucl. News», 1976, v. 19, No. 3, p. 47—51.

	1947 г.	1956 г.	1966 г.	1970 г.	1975 г.
Уголь	90,8	84,9	58,7	47,1	22,8
Нефть	8,9	14,6	37,5	44,4	54,3
Газ	—	—	0,4	4,9	16,6
Атомная энергия	—	—	2,6	2,8	
Гидроэнергия	0,3	0,5	0,8	0,8	

ФЕДЕРАТИВНАЯ РЕСПУБЛИКА ГЕРМАНИИ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Федеративная Республика Германии располагает крупными запасами каменного угля. Запасы [1] угля оцениваются в 130 млрд. т, в том числе пригодного для экономичной разработки при современном уровне техники более 24 млрд. т. При нынешнем уровне потребления этих запасов хватит на несколько сот лет. В настоящее время примерно 30% своих потребностей в первичной энергии ФРГ удовлетворяется за счет собственного угля.

Запасы угля в ФРГ сосредоточены в четырех угольных бассейнах: Рурском, Аахенском, Саарско-Лотарингском и Нижнесаксонском. По добыче угля ФРГ занимает второе место среди стран ЕЭС и шестое место в мире [2]. По запасам и по добыче угля первое место в стране занимает Рурский бассейн (примерно 97% общих запасов угля). В бассейне известно от 130 до 200 пластов угля, из них разрабатываются примерно 60 пластов.

Аахенский бассейн — один из старых угольных бассейнов мира. Он разрабатывался еще до XII в. Наиболее крупные запасы угля этого бассейна приходятся на Нижнерейнский район. В этом районе сосредоточены залежи бурых углей. Примерно 80% бурого угля здесь добывается открытым способом. Уголь содержит много влаги, золы — 2—3%. Теплотворная способность угля 1800—2500 ккал/кг.

В 1957 г. по соглашению ФРГ с Францией Саарско-Лотарингский бассейн был разделен на две части. Саарский бассейн был отнесен к ФРГ, Лотарингский — к Франции. Угли в обоих бассейнах коксующие и газовые.

В Нижнесаксонском (Ганноверском) бассейне имеется 17 продуктивных пластов.

Кроме перечисленных четырех угольных бассейнов в ФРГ, известны несколько второстепенных угольных районов: Нижнегессенский, Верхнегессенский, район Верхней Баварии, Средней и Северной Баварии. Уголь в районах Баварии по качеству приближается к лигниту, многозольный. Он используется главным образом для коммунальных нужд.

В 1958 г. в угольной промышленности ФРГ начался кризис. Закрылись шахты, сократилась добыча угля.

---

[1] «Bergdan», 1976, Bd. 27, № 5, S. 144.
[2] «World Coal», 1974, No. 10, p. 75—77.

В середине 60-х годов правительство ФРГ ограничило продажу темных нефтепродуктов, чтобы увеличить потребление угля, особенно на электростанциях. Эта мера вызвала понижение цены на электроэнергию.

В ФРГ был издан закон, по которому все вводимые в эксплуатацию в период 1964—1971 гг. тепловые электростанции обязаны были в течение первых 10 лет работать на угле. Так, при помощи государственных субсидий и других мер правительство ФРГ пыталось поддержать угольные компании в конкурентной борьбе с нефтегазовыми компаниями и сохранить добычу угля на определенном уровне. Однако эти меры оказались малоэффективными. Добыча угля в ФРГ составляла (в млн. т) [1]:

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
125,7	147,9	141,0	132,5	110,7	102,5	92,5	95	99,2

По размерам добычи угля ФРГ занимает второе место (после Англии) среди стран ЕЭС и шестое место в мире. Как показывают приведенные данные, добыча угля в ФРГ с 1957 г. по 1975 г. снизилась [2] со 150 млн. т до 99,2 млн. т. Число шахт за это время сократилось с 173 до 49.

Главный район добычи угля в ФРГ — Рейнско-Вестфальский угольный бассейн, который включает районы Рура, Ахена и простирается на территорию Бельгии и Саарский бассейн. Разведанные запасы угля в этом бассейне до глубины 1500 м оценены в 44 млрд. т.

В стране был создан гигантский концерн «Рурколе А. Г.». Ему принадлежит примерно половина общей добычи угля в стране. Этот концерн образован на базе 23 угольных компаний Рура. Из них наиболее крупных шесть компаний.

В связи с энергетическим кризисом ФРГ намерена с 1985 г. начать добычу бурого угля в районе Гамбахер Форст, запасы которого оцениваются в 4,5 млрд. т.

Нефтяной энергетический кризис вынудил ФРГ пересмотреть программу производства и потребления энергии. Примерно 75% потребляемого в стране угля приходится на электростанции и металлургические заводы.

Вступив в Европейское объединение угля и стали, ФРГ стала вывозить уголь в Италию, Нидерланды, Бельгию и Люксембург, в связи с чем она оказалась вынужденной для собственного потребления импортировать уголь. В 1974 г. ФРГ импортировала 9 млн. т угля, а экспорт угля и кокса в том же году достиг 33,9 млн. т (в 1970 г. — 15,6 млн. т).

Нефть

Настойчивые попытки найти нефть на своей территории всякий раз кончались безуспешно. В довоенной Германии было открыто восемь небольших и малодебитных месторождений, но добыча нефти была незначительна, в 1940 г. она

---

[1] «Glückauf», Nr. 1, 1975, p. 1.

[2] В 1975 г. на 25% по сравнению с 1974 г. сократилась и продажа угля. Сократилось потребление угля и электростанциями с 32 до 23 млн. т, а металлургическими предприятиями с 29,6 до 21,6 млн. т, сокращение произошло в результате общего экономического кризиса.

достигла максимума — 1056 тыс. т. Готовясь к развязыванию второй мировой войны, фашистская Германия начала усиленно развивать промышленность искусственного жидкого топлива на базе бурого угля. Одновременно форсировались поисково-разведочные работы на нефть, которые субсидировались государством. В результате этих мер в 1935—1945 гг. было открыто 23 нефтяных месторождения, из них около 10 месторождений (Георгсдорф, Линген, Далум, Бройштадт и др.) в годы войны. Наиболее крупным открытием военного времени следует считать месторождение Георгсдорф. Это месторождение расположено в области Эмсланд, к западу от р. Эмс.

В результате образования двух германских государств почти все нефтедобывающие районы оказались на территории ФРГ. Основным нефтедобывающим районом здесь является Нижнесаксонский, находящийся в центре Центрально-Европейского нефтегазоносного бассейна. В этом районе расположено более 100 нефтяных и газовых месторождений. Меньшее значение имеют Рейнский (южная часть его находится на территории Франции) и Предальпийский нефтегазоносные бассейны. В последнем нефтегазоносность была выявлена только после войны. Имеющиеся здесь небольшие нефтяные и газовые месторождения расположены восточнее и западнее г. Мюнхена.

Большая часть нефтяных месторождений ФРГ малопроизводительна. Достаточно сказать, что из более чем 70 разрабатываемых в настоящее время нефтяных месторождений только шесть дают добычу от 500 до 1250 т/сут, остальные месторождения менее 100 т/сут.

В последние годы в ФРГ большое внимание уделяется поискам нефти в Северном море и на его побережье. Решением международного суда [1] в Гааге за ФРГ закреплена территория шельфа в Северном море в 36 тыс. км². Разведанные запасы нефти в ФРГ на 1 января 1975 г. оценивались в 51,5 млн. т [2] и распределялись они по отдельным районам следующим образом (в тыс. т):

Севернее Эльбы	—4 597
Между Эльбой и Везером	—7 811
Между Везером и Эмсом	—12 714
Западнее Эмса	—24 149
Долина Верхнего Рейна	—1 048
Альпийские предгорья	—1 078
Итого	51 397

Добыча нефти в ФРГ характеризуется следующими цифрами (в млн.т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.	1976 г.
1,1	3,1	5,5	7,9	7,5	6,3	5,7	5,6

Правительство оказывает содействие своим национальным компаниям в поисках нефти в других странах. С этой целью в 1969 г. была создана специальная компания «Деминекс», объединяющая восемь фирм. Эта ком-

[1] «Erdoel Erdgas», 1974, v. 90, No. 10, p. 393—397.
[2] По другим данным — 69 млн. т.

пания добывает нефть на африканском и американском континентах и занимается поисками нефти в 18 странах (Иране, Саудовской Аравии, Ливии, Омане, Индии, Индонезии, Канаде, Перу, Испании, на Аляске и др.).

Компания «Деминекс» получает от правительства ФРГ финансовую помощь. В случае открытия нефтяных залежей 50% расходов на поисково-разведочные работы подлежат возврату правительству ФРГ, а в случае приобретения концессий на разработку правительство ФРГ оплачивает до 30% расходов.

С 1975 г. в ФРГ начала деятельность первая государственная нефтяная компания, которая образована путем слияния двух крупных фирм «Гельзенберг» и «Феба». Под контролем этой новой компании находится 20% сбыта нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке, 40% основного капитала компании принадлежит государству. Большая часть поисково-разведочных работ на нефть приходится на район севернее р. Эльбы.

Недавно консорциум ФРГ заключил соглашение с алжирской государственной компанией «Сонатрак» о проведении разведочных работ в Сахаре на площади 19,7 тыс. м², 51% средств дает «Сонатрак», остальные — ФРГ.

Нефтеперерабатывающая промышленность. В начале 30-х годов, с приходом к власти фашистского правительства, Германия в связи с подготовкой к войне на базе переработки углей начала усиленно развивать производство искусственного жидкого топлива.

Перед второй мировой войной мощность нефтеперерабатывающих заводов Германия составляла около 2 млн. т в год, а производство искусственного моторного топлива — около 5 млн. т в год. К концу войны мощность нефтеперерабатывающих заводов снизилась до 1 млн. т в год. Значительная часть заводов искусственного жидкого топлива вышла из строя.

После войны ФРГ начала переоборудовать заводы искусственного жидкого топлива для переработки нефти и строить новые нефтеперерабатывающие заводы. В этом процессе ФРГ активно помогали нефтяные монополии США.

К 1958 г. общая мощность нефтеперерабатывающих заводов ФРГ достигла 13,2 млн. т в год. С 1958 г. строительство их развернулось еще интенсивнее. Динамика роста мощностей нефтеперерабатывающих заводов [1] ФРГ показана ниже (в млн. т):

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1971 г	1972 г.	1974 г.	1975 г.
2,5	3,5	29,0	120,0	126,5	135	145,6	153,9

Большая часть нефтеперерабатывающих мощностей принадлежит иностранным компаниям («Эссо», «Шелл», «Мобил» и др.).

Расположение и мощности наиболее крупных нефтеперерабатывающих заводов ФРГ указаны ниже (в млн. т в год):

Гамбург — 12,6
Ингольштадт — 15,0
Карлсруэ — 15,0
Кёльн — 5,7
Динслакен — 9,9
Вёрт—Рур — 3,5
Весселинг — 6,0
Гельде—Гольштейн — 5,8
Мангейм — 6,1
Линген — 4,5

[1] Erdöl und Kohle — erdgas — Petrohem ver Brennstchem, 1974, Bd. 27, Nr. 6. S.333—336.

Бобург — 5,1
Гельзенкирхен—Хорст — 7,0
Гельзенкирхен—Шольвен — 10,0
Годорф — 9,0
Мангейм — 0,5
Нойштадт — 7
Кларенталь — 2,4
Зальцберген — 0,3
Раунгайм — 4,5
Бургхаузен — 3,2
Спир — 2,8
Мисбург — 2,5
Эмден — 2,4
Дайсбург — 2,0 и т. д.

Почти все заводы работают не на полную мощность. В 1975 г. при мощности заводов 154 млн. т переработано было лишь около 114 млн. т нефти (импортной и собственной добычи).

Баланс переработанной нефти в ФРГ представляется в следующем виде (в млн. т):

	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1975 г.
Переработано собственной нефти	1,1	3,1	5,5	7,7	10,7	6,6	н. с.
Переработано импортной нефти	2,1	7,0	23,1	58,5	98,0	110	103,8

Как показывают приведенные данные, заводы ФРГ перерабатывают главным образом импортную нефть. Импорт нефти в ФРГ увеличивается [1] с каждым годом, в 1975 г. он составил 90 млн. т, а в 1976 г. увеличился до 97 млн. т.

ФРГ импортирует нефть из Ливии (45%), Ближнего и Среднего Востока (28%) и из других стран.

В последние 15—20 лет в ФРГ в географическом размещении нефтеперерабатывающих заводов произошли существенные изменения. В настоящее время в стране сложились следующие центры нефтепереработки: Рейнско-Рурская область, область Верхнего Рейна, г. — Карлсруэ и район Баварии.

Такое расположение нефтеперерабатывающих заводов вызвало необходимость строительства мощных нефтепроводов. С 60-х годов в ФРГ началось оживленное сооружение нефтепроводов. К 1975 г. в ФРГ имелись следующие трубопроводы:

Трубопроводы	Длина, км	Диаметр, мм	Производительность, млн. т в год
Везель — Гельзенкирхен — Хорст	44	406	8,5
Вильгельмсхафен — Гельзенкирхен	633	710—1020	44,5
Брунсбюттень — Хейде, Ашеберг — Хейде	121	254—456	5,9
Роттердам — Весселинг — Раунгейм	469	920—610	36
Ханкенсбюттель — Минсбург, Шеневерде — Мисбург, Штелле — Харбург	170	127—203	33
Лавера — Карлсруэ	782	863—1020	65
Екрим — Мангейм (2 нитки)	118	406	12
Генуя — Линдау — Альтгейм Ингольштадт	660	660—560	65
Страсбург — Кларенталь	105	407	4
Триест — Ингольштадт — Верт — Ингольштадт — Карлсруэ — Нейштадт	783	660—1020	16
Штейнхерино — Бургхаузен	62	317	3

[1] «Glückauf», 1975, Nr. 1, S. 51.

Кроме того, проектируются трубопроводы на линиях Кельстербах — Мюнхен-Мюнстер — Гендорф, Ингольштадт — Эдгольсгейм, Кларенталь — Карлинг, Бургхаузен — Фельдкирхен.

Нефтеналивной флот ФРГ невелик: 121 танкер общим дедвейтом 3,6 млн. т (1971 г.). В порту Вильгельмсхафен есть причалы для приема танкеров дедвейтом до 200—250 тыс. т.

Потребление [1] нефтепродуктов в ФРГ в 1975 г. составило 115,5 млн. т. В ассортименте потребляемых нефтепродуктов первое место занимает топочный мазут, второе — автомобильный бензин и третье — дизельное топливо. Импорт готовых нефтепродуктов в ФРГ характеризуется следующими данными [2] (в млн. т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
0,9	1,9	7,2	16,1	30,5	35,4

Импортируется в основном автомобильный бензин и дизельное топливо. Экспорт нефтепродуктов из ФРГ составил в 1975 г. 6,4 млн. т. Экспортируется главным образом автомобильный бензин, дизельное топливо и мазут. В 1974 г. импорт нефти и нефтепродуктов стоил ФРГ более 22 млрд. марок.

Большинство импортируемой нефти в ФРГ доставляется по нефтепроводам с перевалочных нефтебаз на побережьях Северного и Средиземного морей.

В 1973 г. по нефтепроводам, идущим из Вильгельмсхафена, Триеста, Марселя, Роттердама и Генуи в ФРГ поступило 94 млн. т и по южноевропейскому — 3,5 млн. т.

Газ

В довоенной Германии было развито производство коммунального газа из угля.

Промышленная добыча природного газа в ФРГ начала развиваться лишь после второй мировой войны. В 60-х годах были обнаружены промышленные залежи газа в Гольденштадте (в бассейне рек Везер и Эмс) и к западу от Эмса.

Газовые месторождения в Предальпийском бассейне были открыты еще в 1943 г., но промышленная разработка их началась в 1957 г. Теперь здесь эксплуатируются примерно 10 месторождений. Наиболее крупные из них — Вейтермюле и Штейнкирхен. Добываемый здесь газ используется на химических заводах этого же района и для коммунальных нужд. г. Мюнхена.

В Рейнском бассейне наибольшее количество газа добывается на месторождениях Штокштадт и Вольфскелен. Северо-западные газовые месторождения расположены вплоть до Северного моря, на юге — до городов Оснабрюк и Ганновер (Центрально-Европейский нефтегазоносный бассейн).

В настоящее время в ФРГ эксплуатируются примерно 50 газовых месторождений. В основном это небольшие месторождения; наиболее крупные — группа месторождений Зюд Ольденбург, Зиденбург, Реден, Буххорст, Фильсбибург, Вассербург. Последнее месторождение — в предгорьях Альп, остальные —

---

[1] «Brennst — Wärme — Kraft», 1976, Bd. 28, N. 4, S. 126—128.
[2] «Glückauf», 1975, Nr. 1, S. 51.

в междуречье Везера и Эмса. На 1 января 1975 г. разведанные запасы газа в ФРГ оценивались в 354 млрд. м³.

Добыча природного газа в ФРГ показана ниже (в млрд. м³):

1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1976 г.
0,5	2,2	12,0	18,1	19,5

Общее же потребление газа в стране в 1975 г. составило 62,5 млрд. м³. В 1980 г. импорт природного газа в ФРГ составит 42 млрд. м³, а собственная добыча [1] — 65 млрд. м³.

Доля газа в общем энергобалансе страны в 1975 г. достигла 14,4%. Предполагается, что к 1985 г она повысится[2] до 18%.

До 1973 г. ФРГ импортировала природный газ только из Нидерландов (сначала 6 млрд. м³ в год, а с 1975 г. 13 млрд. м³ в год). Для передачи газа в ФРГ из Нидерландов построен ряд газопроводов.

В 1967 г. закончилось строительство газопровода от границы Нидерландов через Кельн до Мангейма.

В 1969 г. был построен второй крупный газопровод для подачи газа в район Кельна и затем — газопровод от Долларта на восток ФРГ, для снабжения газом городов Бремен, Гамбург и Ганновер. В 1971 г. был проложен магистральный газопровод Дроне — Верне для подачи газа с промыслов Ольденбурга и в 1972 г. — газопровод от границы Нидерландов у Винтервика — до района Верне (ФРГ). Весной 1975 г. был сдан в эксплуатацию магистральный газопровод из Нидерландов в ФРГ. Эта трасса пересекает ФРГ и идет в Швейцарию и Италию. Кроме того, в том же году сдан в эксплуатацию газопровод от Эмдена (побережье Северного моря) до Верне (ФРГ), затем он будет продлен до Дуйсбурга.

С 1973 г. в ФРГ начал поступать газ из СССР. В 1976 г. закончено строительство газопровода протяженностью 435 км, диаметром 900 мм от нефтегазового месторождения Эко-фиск, в норвежском секторе Северного моря, до Эмдена (ФРГ). По этому газопроводу в ФРГ будет ежегодно перекачиваться 12 млрд. м³ газа.

В отличие от многих стран Западной Европы, где добычей и реализацией газа занимаются государственные компании, в ФРГ добычу и продажу газа производят восемь частных компаний. Наиболее крупная из них — «Винтерсхаль А. Г.». В ФРГ имеется семь подземных газохранилищ общим объемом около 2 млрд. м³ газа.

В 1980 г. ФРГ будет получать импортного природного газа 40—42 млрд. м³ (из Нидерландов, СССР и из норвежского сектора Северного моря).

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В 1976 г. в ФРГ действовали [3] девять АЭС общей мощностью 3404 МВт. Выработка электроэнергии на этих станциях обеспечивала лишь 1,8% общей потребности страны в электроэнергии.

---

[1] «Gas warme Int.», 1974, Bd. 23, Nr. 11, S. 423—430.

[2] «Brennst — Wärme — Kraft», 1976, Bd. 28, Nr. 4, S. 139—142.

[3] «Atomwirt — Atomtechn.», 1975, Bd. 20, Nr. 1, S. 18—23. «Nucl. News», 1976, v. 19, No. 3, p. 47—51.

В 1973 г. правительством ФРГ принята программа развития атомной энергетики страны на четыре года (1973—1976 гг.).

В осуществлении этой программы в 1973 г. начато строительство опытной АЭС с реактором-размножителем на быстрых нейтронах мощностью 312 МВт. Остальные АЭС будут оснащаться реакторами на обычной воде. К 2000 г. общую мощность АЭС предполагается довести до 25 000 МВт. Промышленное освоение реакторов-размножителей предполагается в конце 80-х годов.

Предполагается, что к 1985 г. установленная мощность всех АЭС ФРГ достигнет 40 тыс. МВт и АЭС будут вырабатывать до 40% общего производства электроэнергии в стране.

В ФРГ семь институтов, занимаются исследованием в области атомной энергетики. Ведутся работы по созданию высокотемпературного реактора мощностью около 1100 МВт (с участием американской компании «Гольф дженераль атомик»).

Запасы урановой руды в ФРГ незначительны (примерно 2000 т), содержание урана в руде 0,1—0,3%. Потребность ФРГ в уране будет удовлетворяться за счет импорта из США и других стран.

Производство электроэнергии в ФРГ показано ниже (в млрд. кВт·ч):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1974 г.	1975 г.
46,1	78,8	116,4	168,8	242	346	367	305

В ФРГ более 40% электроэнергии производится на буром угле. Новые ТЭС сооружаются главным образом близ буроугольных месторождений. Доля электроэнергии в общем энергетическом балансе ФРГ составляет 21%, предполагается, что к концу 1985 г. она увеличится до 40%. Мощность электростанций ФРГ в 1975 г. составила 58,1 тыс. МВт. Общее потребление электроэнергии [1] в ФРГ в 1975 г. составило 250 млрд. кВт·ч. Потребление угля ТЭС в 1980 г. достигнет 30 млн. т, а потребление жидкого топлива сократится до минимума.

Общее потребление первичных источников энергии в ФРГ за последние 20 лет [2] составляло (в млн. т у. т.):

1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
189,2	216,4	270,9	337,0	342

В 1974 г. ФРГ пересмотрело свою энергетическую политику и приняло новую программу, по которой предусматривается рост потребления первичной энергии на 3,2% в год. Оптимистические прогнозы потребления энергии в ФРГ оказались несостоятельными.

Прогнозные данные новой программы развития энергетики ФРГ следующие (млн. т у. т.):

Вид энергии	1980 г.	1985 г.
Нефть	221	245
Каменный уголь	82	79
Природный газ	87	101

[1] «Brennst — Wärma — Kraft», 1976, Bd. 28, Nr. 3, S. 77.
[2] «Глюкауф», 1976, № 19, с. 42.

Бурый уголь	35	38
Атомная энергия	40	81
Прочие	10	11
Всего	475	555

Новая энергетическая программа ФРГ предусматривает общее потребление энергетических ресурсов в 1980 г. довести до 475 млн. т у. т. Насколько она реальна зависит от развития атомной энергетики и от поставок газа, хотя долгосрочные соглашения о поставке газа (68 млрд. м³ в год) обеспечены уже заключенными соглашениями. Необходимо будет усилить поисково-разведочные работы в Северном море.

Для реализации этой программы потребуются капиталовложения в энергетику (330 млрд. марок). Проблема производства искусственного жидкого топлива из угля продвигается очень медленно из-за финансовых затруднений.

В последние годы доля собственных энергетических ресурсов в общем потреблении энергии в ФРГ заметно снижается (с 80% в 1957 г. до 53% в 1976 г.).

Динамика структуры энергетического баланса ФРГ представляется в следующем виде (в %):

Годы	Твердое топливо	Жидкое топливо	Природный газ	Прочие
1950	92,3	3,1	0,1	4,5
1955	92,1	6,7	0,3	0,9
1960	74,9	21,7	0,4	3,9
1965	54,9	44,1	1,3	2,7
1970	39,0	54,0	5,0	2,0
1973	29,7	57,1	9,9	3,3
1975	25,0	58	14,4	2,6

НИДЕРЛАНДЫ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Длительное время единственным энергетическим ресурсом Нидерландов был уголь. До открытия в конце 50-х годов крупных газовых месторождений энергетический баланс страны основывался на импортном угле и жидком топливе. Уголь Нидерландов ввозился из США, ФРГ, Англии, Бельгии и Франции.

Запасы угля Нидерландов оцениваются в 3 млрд. т. Угольные месторождения расположены в Лимбургском бассейне в южной части страны, где известны 25 угольных пластов мощностью от 0,6 до 2 м. Средняя глубина их разработки 600 м. Угли по качеству разнообразны, влаги и серы (не более 2%) содержат мало, зольность повышена до 15%. Теплотворная способность 8600 ккал/кг у антрацитов и 7200 ккал/кг у пламенных углей. Шахты водообильны и с высоким содержанием газа.

Добыча угля в Нидерландах с 50-х годов начала заметно сокращаться. В 1950 г. было добыто 12,3 млн. т угля, в 1970 г. — 4,3 млн. т. В 1974 г. в Нидерландах была закрыта последняя шахта. В 1969 г. было принято постановление правительства, по которому вся угольная промышленность в течение ближайших 5 лет должна быть ликвидирована. Это постановление было выполнено. Угольная промышленность страны оказалась законсервированной. Основная

угледобывающая компания страны «Стаатсмейнен» в 60-х годах закрыла все шахты и переключила свою деятельность на производство химической продукции. Нидерланды предпочли импортировать некоторое количество угля, чем добывать его у себя. Потребление угля в стране резко сократилось. С 1970 г. Нидерланды импортируют уголь и кокс (в 1976 г. около 5 млн. т).

Нефть

Разведанные запасы нефти в Нидерландах на 1/I 1976 г. оцениваются в 13,4 млн. т.

Первое промышленное месторождение нефти Шонебек было открыто в 1943 г. Промышленная разработка его началась в 1945 г. С открытием этого месторождения значительно усилились поиски нефти в стране.

В 1953 г. были открыты еще два нефтяных месторождения — Андель и Рийсвик, через год еще два — Пейнаккер и Де Лир, в 1956 г. — нефтяное месторождение Вассенар, в 1958 г. в западной части Нидерландов были открыты нефтяные месторождения Веркендам и Мейендел. В 1961 г. были начаты поиски нефти в территориальных водах Северного моря.

За период 1961—1975 гг. в голландском секторе Северного моря открыто несколько крупных газовых и два небольших нефтяных месторождения.

В настоящее время в Нидерландах разрабатывается около 20 мелких нефтяных месторождений, наиболее крупное из них — Шонебек, расположенное в восточной части страны. Почти половину общей добычи нефти дает это месторождение.

Размеры добычи нефти в Нидерландах показаны ниже (в тыс. т):

1946 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.
61,3	704,8	1022	1918	2380	1930	1461	1460

До наступления энергетического кризиса Нидерланды импортировали около 100 млн. т нефти в год из Саудовской Аравии, Кувейта, Ирана и других стран.

Нефтеперерабатывающая промышленность Нидерландов была создана после второй мировой войны.

Производственная мощность нефтеперерабатывающих заводов в 1950 г. равнялась 6 млн. т в год и в 1975 г. возросла до 95 млн. т.

Большая часть мощностей заводов принадлежит трем крупнейшим компаниям: Шелл — 25 млн. т. «Эссо» — более 16 млн. т и «Шеврон» — около 13 млн. т. Остальная часть распределяется между тремя компаниями «Бритиш петролеум», «Гальфойл» и «Мобил ойл.».

Нефть на заводы доставляется танкерами на причалы в Пернисе (вблизи Роттердама).

Нефтяной транспорт. В середине 50-х годов в Нидерландах был построен нефтяной порт Ботлекс для подачи сырья нефтеперерабатывающим заводам «Шелл» и «Калтекс». Крупнейший нефтяной порт — Европорт был построен после событий на Суэцком канале. Он может принимать танкеры грузоподъемностью более 93 тыс. т. Европорт соединен трубопроводами с крупными нефтеперерабатывающими заводами страны. От него берет начало нефтепровод Роттердам — Франкфурт. Порт Роттердам соединен нефтепроводами со всеми другими нефтяными портами и заводами страны.

В 1971 г. был построен нефтепровод Роттердам — Антверпен (Бельгия), протяженностью 104 км. Пропускная способность его около 25 млн. т в год и постепенно доводится до 40 млн. т.

Роттердамский порт имеет 60 нефтяных причалов, некоторые из них могут принимать танкеры грузоподъемностью до 250 тыс. т.

Производство нефтепродуктов в Нидерландах значительно превышает потребление их. Потребление нефтепродуктов в стране стабилизировалось (23—24 млн. т в год). Экспорт их (в ФРГ, Бельгию, Швецию, Норвегию, Данию, Францию и Люксембург) в 1974 г. составил 47 млн. т.

Газ

На территории Западной Европы наибольшими запасами природного газа располагают Нидерланды — 2,4 трлн. м³. Добыча природного газа началась в 1949 г. В 1949 г. близ Де-Вейка было обнаружено газовое месторождение, в следующем году — газовая залежь в районе Стапхорста и затем — месторождение Ваннепервен. В 1958 г. открыто месторождение Куворден. Но все эти месторождения небольшие, малодебитные, а потому Нидерланды в 50-е годы продолжали развивать производство искусственного газа из угля. В 1959 г. в провинции Гронинген было открыто гигантское газовое месторождение Слохтерен (Гронинген), которое по запасам газа (1,9 трлн. м³) занимает второе место в капиталистическом мире, уступая лишь газовому месторождению Панхэндл (США).

Добыча газа в Нидерландах показана ниже (в млрд.м³ в год):

1963 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,6	1,8	31,4	58,0	70,1	82,5	88,2

Добычу газа в стране осуществляет государственное предприятие «Стаатсмайнен» (40% акций которого принадлежит правительству и национальной компании «НАМ», остальная часть — американской компании «Эксон» и англо-нидерландской — «Ройял датч-шелл». Транспортирование и сбыт газа с 1975 г. полностью осуществляет государственная компания «ГазЮНИ».

С 1965 г. Нидерланды экспортируют газ. Экспортом газа занимается специальная фирма компании «НАМ» «Газэкспорт». Половина ее акций принадлежит американской компании «Эссо» и половина англо-нидерландской компании «Шелл». В 1972 г. экспортировалось 25 млрд. м³ природного газа, в 1975 г. — 49 млрд. м³. Потребление газа в стране — 45 млрд. м³. В настоящее время доля газа в энергобалансе страны достигла 55%; к 1985 г. она сократится до 34%, а к 2000 г. — до 18%. Поэтому в 1975 г. нидерландская компания «ГазЮНИ» заявила, что по истечении сроков, ныне действующих соглашений, поставка газа из Нидерландов будет совсем прекращена, а с 1985 г. до конца соглашений значительно сократится.

Развитие добычи газа и его экспорт вызвали строительство газопроводов. Первый магистральный газопровод в стране был построен в начале 50-х годов между Тюббергеном и промышленным районом Дренте. В настоящее время имеются следующие газопроводы: Ваннерпервен — северные районы страны, Саппемера — Зютфен — Бокстель, Оммена — Утрехт, Граве-Гелена.

В середине 60-х годов был построен газопровод (160 км) до бельгийской границы, впоследствии продленный на французскую территорию. В конце 60-х годов был построен газопровод протяженностью 304 км, диаметром 700 мм от Ньиве-Сханса к Бергиш-Гладбаху. Этот газопровод предназначен для экспорта газа в ФРГ.

Основной газопровод (диаметром 900 мм) от Гронингенского месторождения в Уволле делится на две нитки; одна идет в Утрехт и далее до Роттердама, вторая — на юг страны, где она еще раз делится на две линии. Одна соединена со старой газораспределительной сетью, по ней подается газ в Бельгию и во Францию. Второе ответвление заканчивается в Гелайне.

В 1972 г. вступили в строй газопроводы Гронинген — Омен протяженностью 105 км и Омен — Локхем протяженностью 44 км.

В 1973 г. закончено строительство газопровода Нидерланды — Италия. Он проходит по ФРГ и Швейцарии и заканчивается в г. Мортара, расположенном юго-западнее г. Милана. По этому газопроводу транспортируется газ с месторождения Гронинген в ФРГ, Швейцарию и Италию.

В последнее время решено построить газопровод длиной 270 км от месторождения Гронинген до г. Арнем и крупное газохранилище в долине р. Маас (к западу от Роттердама).

После разразившегося энергетического кризиса 1973 г. правительство Нидерландов решило приступить к разработке двух небольших газовых месторождений, расположенных в северной части страны, где добыча газа может составить 4 млрд. м³ в год. Кроме того, правительство Нидерландов приняло решение участвовать в разработке всех газовых месторождений, расположенных в голландском секторе Северного моря (с долей участия не менее 40%). В мае 1976 г. началась перекачка газа по вновь вступившему в эксплуатацию газопроводу, связывающему газовое месторождение, расположенное в Северном море с газоперерабатывающим заводом в Гронингене. Его длина 177 км, диаметр 914 мм, производительность 3,4 млн. м³/сут.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетические ресурсы Нидерландов незначительны. В 1970 г. в Нидерландах вступила в эксплуатацию первая АЭС мощностью лишь 50 тыс. кВт, вторая АЭС мощностью 400 тыс. кВт находится на стадии сооружения.

Общее потребление энергетических ресурсов в Нидерландах превысило 80 млн. т у. т., из них примерно около 70 млн. т у. т. национального производства, остальные — импорт (преимущественно арабская нефть). В 1975 г. доля жидкого топлива в общем энергетическом балансе страны составляла 45%, а доля природного газа — 55%. Доля отдельных секторов национального хозяйства в общем потреблении энергетических ресурсов такова (в %): промышленность — 34,4, транспорт — 25,4, быт и коммунальное хозяйство — 28,5, производство электроэнергии — 11,7.

ИТАЛИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Собственные энергетические ресурсы [1] Италии позволяют удовлетворять 15% потребности страны. Запасы угля в стране оцениваются в 790 млн. т.

Угольные месторождения Италии расположены главным образом в Западных Альпах, Северных Аппенинах и на о. Сардиния, размеры месторождений угля невелики.

Месторождения в районе Венеции, Сицилии и Калабрии еще меньше. Добыча угля незначительна, что видно из нижеприведенных данных (в тыс. т):

1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
600	400	295	400

Примерно 3/4 добываемого угля — бурые угли, каменного угля добывается 4—5 тыс. т в год. В бассейне Аоста (в долине р. Туилье) имеются залежи антрацита. Теплотворная способность его 5850—6500 ккал/кг, содержание влаги 40%, летучих веществ — 3,4%, золы от 19 до 45%.

В последние годы уголь не играет существенной роли в энергетическом балансе страны (особенно собственный уголь). Импорт угля в Италию увеличивается с каждым годом. В настоящее время ввозится 11—13 млн. т в год (главным образом — из США, ФРГ и Польши). Примерно половина импортируемого угля используется для производства кокса.

Нефть

Разведанные запасы нефти в Италии незначительны. В 1976 г. они оценивались в 46 млн. т.

Первое крупное нефтяное месторождение Рагуза (о. Сицилия) было открыто в 1953 г. Запасы нефти на этом месторождении оцениваются в 15 млн. т. Позже на о. Сицилия было открыто еще несколько нефтяных и газовых месторождений: Джела, Камарата, Бронте, Сан-Николо, Дирилло, Чисина, Гальано и др. Но и новые месторождения не решили нефтяную проблему страны. Добыча нефти в Италии до сих пор незначительна, она составляет (в тыс. т):

1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
8,2	1998	2600	1400	1100

Более 90% общей добычи нефти дают месторождения о. Сицилия, из них более 85% приходится на Рагузу. Собственная добыча нефти ничтожна, потребности страны в нефти удовлетворяются за счет импорта (в 1975 г. 95 млн. т).

Незначительные размеры добычи на собственной территории поставили правительство Италии перед необходимостью ориентироваться на зарубежные

---

[1] «Petrol. Econ.», 1975, v. 42, No. 11, p. 413—415.

нефтяные и газовые ресурсы. В 1953 г. в Италии было создано государственное управление жидкого топлива «Энте национале Идрокарбури» (сокращенное — «ЭНИ»). Это было небольшое нефтегазовое объединение с первоначальным капиталом 48 млн. долл., а к 1970 г. капитал «ЭНИ» увеличился до 1250 млн. долл. В настоящее время в состав «ЭНИ» входят 148 компаний, действующих более чем в 40 странах мира.

Управление и контроль над деятельностью сети компаний «ЭНИ» осуществляет с помощью девяти крупных филиалов: «АДЖИП», «СНАМ», «АНИК», «АДЖИП Нуклиа», «СНАМ проджетти», «Нуово пигноне», «Ланеросси», «Софид» и «Сайпем». Само объединение «ЭНИ» не имеет акций. Владельцами акций являются ее девять филиалов. Наиболее крупный из них «АДЖИП». Он проводит разведку и разработку нефти в 25 странах мира.

«ЭНИ» ведет работы во всех областях нефтяного дела: поиски, разведка, добыча, переработка нефти и газа, нефтехимическое производство, транспорт нефти, нефтепродуктов и газа, реализация нефти и газа, экспорт и импорт их. Строит и проектирует нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы, нефтепроводы и газопроводы как в своей стране, так и за рубежом. Филиалу «ЭНИ», «АДЖИП», принадлежит 50% капитала фирм, действующих в 25 странах мира.

«ЭНИ» имеет за границей — в странах Азии, Африки и Латинской Америки — нефтяные концессии.

В последнее время «ЭНИ» добывает (в Ливии, Нигерии, Конго, Иране, Тунисе) около 20 млн. т нефти в год. Кроме того, некоторое количество нефти «ЭНИ» закупает за границей и поставляет в Италию.

В 1973 г. запасы нефти, контролируемые «ЭНИ» оценивались в 420 млн. т, из которых в Западной Европе находились 7,4%, на Ближнем Востоке — 37,5% и в Африке — 55,1%. Расширяя свою деятельность за рубежом, «ЭНИ» ведет настойчивые поиски нефтяных и газовых месторождений на территории Италии.

Большие надежды возлагаются на открытие нефтяных и газовых месторождений в Адриатическом море. Недавно компания «АДЖИП» открыла несколько залежей природного газа недалеко от берега моря. Консорциум «Эльфа-Эрап» в состав которого входят «Бритиш Петролеум» (32,9%), «Эльф-Италиа-минерариа» (25,175%), «Акитэн» (25,175%), «Саром» (9,4%), «Метра» (4,7%) и «Петрорен» (2,65%), обнаружил месторождение нефти на континентальном шельфе Италии, близ порта ВАСПО в Адриатическом море.

В 1974—1976 гг. «ЭНИ» проводила поисково-разведочные работы и в Ионическом море и на о. Сицилия.

Нефтепереработка. До 1930 г. Италия имела всего лишь два нефтеперерабатывающих завода — в Триесте и Фиуме.

В захватнических планах фашистского правительства Муссолини нефти отводилась особо важная роль. В те годы подготовка к войне определяла нефтяную политику страны. Поощрялся импорт нефти в страну и началось строительство нефтеперерабатывающих заводов, общая мощность которых к 1940 г. составляла 2,3 млн. т нефти в год. Во время войны заводы эти были разрушены. После войны началось восстановление их и строительство новых нефтеперерабатывающих заводов. В 1974 г. в Италии действовали 34 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 197,6 млн. т нефти в год.

По закону 30% мощности нефтеперерабатывающих заводов должно быть в резерве, использование которого без разрешения правительства запрещено. В 1975 г. мощность нефтеперерабатывающих заводов Италии использовалась всего лишь на 55%. Объем переработки нефти в Италии всегда меньше мощности заводов. Производство нефтепродуктов в Италии показано ниже (в млн. т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
4,0	13,3	28,8	71,2	107,5	101,4

Основными нефтепродуктами являются мазут (около 52% общего производства), дизельное топливо (около 20%) и бензин (13%). Высокие налоги на бензин и дизельное топливо (до 70% к продажной цене) сдерживают потребление нефтепродуктов и ложатся тяжелым бременем на владельцев мелких предприятий.

Во второй половине 50-х годов Италия вышла со своими нефтепродуктами на мировой рынок. Размеры экспорта нефтепродуктов (в млн. т):

1956 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.
5,5	7,9	11,0	32,5	23,0

Структура нефтяного экспорта Италии аналогична структуре внутреннего потребления нефтепродуктов. Первое место в экспорте занимает мазут, второе — дизельное топливо, третье — бензин.

Как было отмечено выше, нефтеперерабатывающие заводы Италии работают в основном на импортном сырье. Размеры импорта нефти в Италию показаны ниже (в млн. т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.
4,5	16,8	28,8	114,8	117,4	93,8

Италия импортирует нефть из стран Ближнего и Среднего Востока (57,5%), из Ливии (28%), из Алжира и других стран Африки (3%). Стоимость импортируемой нефти до нефтяного кризиса (1973 г.) превышала 10% общей стоимости импорта Италии. В 1974 г. расход на нефтяной импорт увеличился с 2,114 млрд. до 6,681 млрд. итальянских лир. Экспорт нефти и нефтепродуктов в том же году составил лишь 27,7 млн. т.

Непрерывно возрастающий размер импорта нефти в Италию вызвал форсированное строительство нефтепроводов. Один из наиболее крупных нефтепроводов соединяет Геную с Центральной Европой.

В начале 1963 г. нефть транспортировалась в Италию по ответвлению нефтепровода из Швейцарии, а с 1964 г. — по ответвлению из ФРГ. В 1967 г. закончилось строительство трансальпийского нефтепровода от Триеста (на Адриатическом море) до Ингольштадта (ФРГ) длиной 480 км. Этот нефтепровод построен силами Италии, ФРГ и Австрии (каждая из этих стран строила участок, проходящий по своей территории). На трассе нефтепровода построен крупный нефтеперерабатывающий завод. Затем были построены нефтепроводы от Феррары к Милану и от Феррары до Чивасо. К 1977 г. намечена программа увеличения танкерного флота с 1,15 млн. до 2,5 млн. т, с расчетом чтобы не менее половины нефти перевозить на своих танкерах.

Потребление нефтепродуктов в Италии — 73—75 млн. т в год. Мазута потребляется более 40 млн. т в год, дизельного топлива — более 16 млн. т и автомобильного бензина — более 10 млн. т.

Газ

Как и большинство западноевропейских стран, Италия долгое время производила искусственный газ из угля. Начало добычи природного газа в Италии относится к 30-м годам нашего столетия. В эти годы было открыто газовое месторождение в Подензано, разработка которого началась после постройки 80-километрового газопровода диаметром 88 мм до г. Милана.

В 1943 г. открыто газовое месторождение Лено, расположенное в западной части Паданской низменности. Затем последовало открытие в этой области еще ряда месторождений. Наиболее крупное из них — месторождение Кортемаджоре, открытое в 1949 г., которое сейчас дает более 15% общей добычи природного газа в стране. Разведанные запасы газа в Италии в 1975 г. оценивались в 283 млрд. м³. В южных и центральных прибрежно-адриатических районах страны расположены месторождения [1], содержащие 32% разведанных запасов газа, в Сицилии 20% и в Северной Италии — 48%.

После второй мировой войны все предприятия газовой промышленности Италии были переданы «ЭНИ», которое создало компанию «АДЖИП» для добычи природного газа и компанию «СНАМ» для транспортировки и реализации его.

Почти всей добычей природного газа в стране ведает «ЭНИ». В конце 50-х годов в Южной Италии было открыто газовое месторождение Гроттоле-Феррандина. В настоящее время там известно более 15 газонефтяных месторождений, в том числе сравнительно крупные Купелло-Сан-Сальва и Канделло-Палина.

В 1961 г. правительство Италии издало декрет о запрещении добычи газа в дельте р. По в Паданской низменности. Это мероприятие вызвано тем, что за последние годы уровень почвы здесь понизился и возникла опасность затопления этого района.

Во второй половине 60-х годов «ЭНИ» и «Шелл» заключили соглашение о проведении совместных поисков нефти в прибрежных водах. В результате этих работ были открыты крупные месторождения газа в море восточнее и юго-восточнее Равенны: Порто — Корсини — Маре, Равенна-маре-сюд, Равенна-маре, Червиа-маре и др.

Часть этих месторождений «ЭНИ» разрабатывает самостоятельно, а часть совместно с «Шелл». Недавно в долине р. По (вблизи Милана) было открыто новое газоконденсатное месторождение Малосса. Это открытие имеет особое значение: месторождение выявлено на территории уже ранее исследовавшейся. Запасы газа месторождения оценены в 50 млрд. м³. Месторождение расположено близко к потребителям. Газ, добываемый в Адриатическом море, транспортируется по газопроводам, проложенным по дну моря, до места его переработки (около Равенны). Таких газопроводов четыре. Одна из этих линий

---

[1] Нефтяные и газовые месторождения Аппенинского полуострова Италии расположены в пределах северо-западной и западной периферии крупного Адриатического нефтегазоносного бассейна, значительная часть которого находится под водами одноименного моря.

имеет длину около 20 км, другая — 4,4 км, третья — 0,5 км и четвертая — 4 км.

К 1972 г. общая сеть магистральных газопроводов в Италии составила 9650 км. Позднее было введено в эксплуатацию несколько новых газопроводов.

Так, в 1973 г. был построен газопровод протяженностью 788 км для подачи газа из Нидерландов. Этот газопровод пересекает территорию ФРГ и Швейцарии, по нему в Италию ежегодно в течение 20 лет будет поступать 6 млрд. м³ природного газа.

Газопровод имеет отводы в ФРГ и в Швейцарию, которая будет получать из Нидерландов по 0,5 млрд. м³ газа в год.

В 1974 г. вступила в эксплуатацию первая очередь газопровода СССР — Италия. Газопровод проходит через Чехословакию и Австрию, заканчивается в итальянском населенном пункте Кремона, протяженность его 890 км, диаметр 970 мм. По этому газопроводу в течение 20 лет Советский Союз будет поставлять Италии по 6 млрд. м³ газа в год.

Долгое время итальянская газовая система не была связана с газопроводными системами других стран. Только в 1974 г. Италия впервые начала получать газ через два интернациональных газопровода. Первый из них, как указано было выше, начинается в Нидерландах, пересекает территорию ФРГ и Швейцарии и оканчивается к юго-западу от г. Милана; по второму интернациональному газопроводу в Италию газ поступает из СССР через Чехословакию и Австрию в район Серньяно (восточнее Милана).

Кроме того, газ импортируется из Ливии. Он перевозится в танкерах — метановозах в итальянский порт Ла-Специя. Проектируется связать газопроводную систему с газовыми месторождениями Алжира: газопровод Алжир — Тунис — Тунисский пролив — о. Сицилия по дну Мессинского пролива достигнет Аппенинского полуострова. Проектируется также строительство газопровода от Монфальконе (Италия) до Австрии и далее до ФРГ. Он пересечет близ Джемоны трассу газопровода, по которому идет газ из СССР. За период 1976—1980 гг. в Италии намечено построить 3,2 тыс. км трубопроводов, в число их входит итальянская часть Транссредиземноморского газопровода, трасса которого пройдет от мыса Бон на побережье Туниса к Сицилии и далее на север Италии. Полная протяженность этой газопроводной системы составит 2494 км, из них 1448 км будет уложено Северной Африке. В 1976 г. потребление газа в Италии составило 27 млрд. м³, из них собственной добычи— 17,4 млрд. м³.

По прогнозу потребление газа в Италии к 1980 г. достигнет 30 млрд. м³ в год, а добыча в стране будет составлять 15 млрд. м³. Добыча природного газа в Италии показана ниже (в млрд. м³):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1975 г.
0,5	3,6	6,4	7,8	12,4	14,6	15,3

Около 80% газа добывается в Паданской низменности, где известно более 55 газовых месторождений; остальное количество добывается на других месторождениях страны (из них 7% в Сицилии).

Экономически выгодные гидроэнергетические ресурсы Италии по состоянию на начало 1973 г. использовались на 75%.

В Италии имеются благоприятные условия для сооружения мощных гидроаккумулирующих электростанций (главным образом в районе Альп). Недавно в стране принята программа реконструкции действующих и строительства новых ГЭС и ГАЭС.

Самая крупная ГАЭС в Италии — Ронковальгранде расположена вблизи швейцарской границы (в провинции Варезе).

В последние годы заметно снижается доля гидроэнергии в общем производстве электроэнергии. Так, до второй мировой войны на долю ГЭС приходилось более 90% общей выработки электроэнергии, а теперь — менее 35%.

В настоящее время ГЭС играют важную роль лишь в Северной Италии, особенно в областях Трентино — Альто — Адидже и Пьемонт. Большое значение придается в Италии атомной энергетике. Первые АЭС в стране построены в середине 60-х годов. Их общая мощность в 1976 г. составила 597 мВт.

АЭС оборудуются главным образом реакторами с кипящей водой. Ведутся опытные работы по созданию реактора-размножителя на быстрых нейтронах. Полагают, что такой опытный реактор будет создан к 1980 г. Предполагается, что в указанном году общая установленная мощность АЭС Италии достигнет примерно 5500 МВт, что даст возможность удовлетворить 15% потребности страны в электроэнергии. До 1985 г. намечено построить 20 АЭС, и тогда мощность всех АЭС страны достигнет 25 тыс. МВт.

Запасы урана в Италии незначительны, не более 2 тыс. т (U_3O_8). Италия имеет несколько геотермических электростанций, расположенных в районах Ларделло, Кастелндово, Сассо, Пианкастаньо и Габбро (провинция Пиза). В последние годы построены геотермические электростанции с Таранто — Норд (мощность 66 МВт), в Кондронджанус (67 МВт) и в Зульцис-Пртовесме (34 МВт).

В настоящее время установленная мощность всех геотермических электростанций Италии составляет около 390 МВт, установленная мощность [1] всех электростанций страны в 1975 г. составляла 40,4 ГВт, а производство электроэнергии — 183 млрд. кВт·ч. Предполагается, что эти величины к 1985 г. возрастут до 72 ГВт и 330 млрд. кВт·ч соответственно.

Среднегодовой темп прироста мощностей и выработка электроэнергии в период 1975—1985 гг. 6%. В конце 1975 г. была утверждена программа развития национальной энергетики, ориентирующаяся на строительство АЭС [2]. Предполагается к 1980 г. долю АЭС в общей выработке электроэнергии [3] довести до 15%, а к 1985 г. — до 50%. Общее потребление первичных источников энергии в Италии представляется следующими данными (в млн. т у. т.):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
29,5	34,7	65,1	105,1	158,7	232

[1] «Энергохозяйство за рубежом», 1974, N 4, с. 1—6.
[2] «Niel News», 1976, v. 19, No. 3, p. 47—51.
[3] «Ind — Anr», 1975, v. 97, No. 19, p. 369.

Собственная добыча и производство энергетических ресурсов незначительны, они позволяют удовлетворять не более 33% общего их потребления.

НОРВЕГИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Нефть

С конца 60-х годов потребление нефти в Норвегии начало увеличиваться с каждым годом. В 1961 г. оно составило 3,2 млн. т, в 1970 г. — около 8 млн. т и в настоящее время превысило 9 млн. т.

Возрастающий рост потребления нефти и открытие промышленных запасов газа Нидерландами (в 1959 г.) послужило для Норвегии основанием к форсированным поисково-разведочным работам в прибрежных водах Северного моря. В июне 1968 г. группа компаний, возглавляемых фирмой «Филлипс», открыла в норвежском секторе Северного моря нефтяное месторождение Экофиск. Оно расположено в 240 км к юго-западу от норвежского города Ставангер и в 370 км к востоку от Шотландии. На 1/I 1975 г. разведанные запасы нефти [1] в Норвегии оценивались в 700 млн. т. Правительство Норвегии предоставило некоторым иностранным компаниям право на разведку нефти и природного газа в Северном море у своего побережья. Кроме того, были выданы лицензии на поисково-разведочные работы частным лицам.

Эксплуатация месторождения Экофиск началась в 1971 г. В течение первого года на месторождении добывалась нефть лишь из одной скважины. Основная трудность в освоении этого месторождения — отдаленность его от материка. В 1973 г. на месторождении Экофиск было установлено гигантское нефтехранилище, которое предназначено для хранения нефти в то время года, когда из-за плохой погоды налив нефти в танкер невозможен. Хранилище бетонное, емкость его 286 тыс. т. Оно установлено на глубине моря 70 м.

В 1975 г. от месторождения Экофиск, для транспортировки нефти и газа построены нефтепровод в Великобританию и в 1976 г. газопровод в ФРГ.

До энергетического кризиса (1973 г.) правительство Норвегии не возражало, чтобы нефть с месторождения Экофиск поступала в другие страны Западной Европы, теперь же оно потребовало от компании «Филлипс» доставлять эту нефть только в Норвегию.

Норвегия претендует на участие в добыче нефти в Северном море вместе с иностранными компаниями, определяя свою долю в 30, а в некоторых случаях в 50%. Она увеличила налоги концессиям и повысила плату, получаемую с каждой тонны добытой ими нефти. Последнее требование Норвегии к концессионерам: возвратить половину концессии после шести лет эксплуатации. В 1972 г. Норвежское правительство утвердило решение образовать нефтяную

---

[1] «Rew energ.», 1975, v. 26, No. 278, p. 153—165.

компанию «Статойл». Задачи ее: принимать 50% участия в эксплуатации новых участков в норвежском секторе шельфа и подготовиться к самостоятельной разработке нефтяных и газовых месторождений.

В норвежском секторе Северного моря было открыто месторождение Статфиорд. Запасы его оцениваются в 400 млн. т нефти и 100 млн. м³ газа. Эксплуатация [1] месторождения начнется в 1978 г.

После этого открытия запасы нефти в норвежском секторе Северного моря увеличились до 739 млн. т. По прогнозным данным они могут увеличиться до 1—2 млрд. т.

К 1976 г. в норвежском секторе Северного моря открыты месторождения: Экофиск, Тор, Элдфиск, Эдда, Альбускьел, Код, Алвин, Брент, Статфиорд и др. В 1975 г. добыча нефти Норвегии в Северном море составила 9,3 млн. т. В 1975 г. страна впервые стала экспортировать нефть. Предполагается, что в 1981 г. Норвегия должна добыть со своих месторождений, открытых в Северном море, 50 млн. т нефти и 50 млрд. м³ природного газа.

С 1976 г. Норвегия начала экспорт нефти в Великобританию, с 1977 г.— в ФРГ, Бельгию, Францию и Нидерланды.

До 1975 г. Норвегия имела три нефтеперерабатывающих завода, общая мощность которых 10,1 млн. т нефти в год. В 1975 г. в г. Монгстад в западном районе страны закончено сооружение нового нефтеперерабатывающего завода мощностью 4,8 млн. т нефти в год. Завод принадлежит фирме «Рафинор», он будет производить 14 видов нефтепродуктов, что позволит на 50% удовлетворить потребность страны в нефтепродуктах. В Норвегии потребляется 9—10 млн. т нефтепродуктов в год.

Продажей нефтепродуктов в стране прежде занималась национальная компания «Норск видол». В начале 60-х годов американская монополия «Галф ойл» скупила все акции этой компании вместе с портовой нефтебазой в Камбо и несколько бензозаправочных станций. Фирма «Галф ГЭС» имеет распределительные базы для сжиженных нефтяных газов в городах Ставангер и Осло.

Норвегия имеет более 65 танкеров, из них более 20 грузоподъемностью 250 тыс. т и выше. По числу танкеров Норвегия занимает четвертое место в мире после Либерии, Великобритании и Японии. В 1974 г. Норвегия заказала в ФРГ 4 танкера дедвейтом 427 тыс. т. Они будут готовы в 1978 г.

Газ

Еще недавно до открытия в Северном море газоконденсатных месторождений Норвегия не имела собственного природного газа. В настоящее время запасы газа страны оцениваются в 500 млрд. м³. Бóльшая часть запасов газа сосредоточена на месторождениях Экофиск, Статфиорд (попутный газ) и Фригг.

В Северном море на месторождении Фригг (10 млрд. м³ в год) специалисты предлагают построить плавучий завод по сжижению газа. Добыча природного газа в Норвегии в 1980 г. составит 34 млрд. м³. Попутный газ с месторождения Экофиск с конца 1977 г. будет подаваться по газопроводу в Эмден

[1] «Petrol. Times», 1974, v. 78, No. 1994, p. 6—7.

(ФРГ), где его передают консорциуму европейских компаний. В стране имеется несколько заводов по производству искусственного газа из угля и нефти. Работают три завода по разливу сжиженного газа. Сжиженный газ поставляется фирмой «Галф ойл» с нефтеперерабатывающего завода в Дании.

Уголь

Запасы угля в Норвегии незначительны. Они оцениваются в 0,7 млрд. т. Запасы угля имеются на островах Шпицберген, Медвежьем и на о. Андо. Последнее месторождение из-за низкого качества угля не разрабатывается. Уголь добывается на первых двух островах в количестве примерно 0,4—0,5 млн. т в год.

На о. Шпицберген имеется несколько месторождений: Пирамида, Грумант-Сити, Баренцбург и несколько более мелких. Теплотворная способность угля 7200—7700 ккал/кг, влажность от 1,3—3,4%, содержание серы от 0,8 до 3,6%. Уголь используется в качестве топлива в морском флоте и экспортируется.

В стране ежегодно расходуется большое количество дров, хотя в последние годы потребление их заметно сократилось. До второй мировой войны ежегодно вырабатывалось 2,8 млн. м³ леса, в настоящее время — около 2,3 млн. м³.

Запасы торфа в стране значительны, но точной оценки их нет. В последние годы добыча торфа, так же как и вырубка леса на дрова, сокращается в связи с увеличивающимся потреблением нефти и газа. В настоящее время торф в энергетическом балансе страны не играет никакой роли.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Основными источниками энергии в Норвегии являются гидроэнергия и жидкое топливо. Общий гидроэнергетический потенциал страны оценивается в 500 млрд. кВт·ч электроэнергии в год, из которых экономически выгодны к использованию 131 млрд. кВт·ч в год, а освоено 70 млрд. кВт·ч. Строительство каждой ГЭС утверждается парламентом. Установленная мощность [1] ГЭС Норвегии увеличилась с 4320 МВт в 1955 г. до 15 119 мВт в 1974 г.

ГЭС вырабатывают 99,7% всей электроэнергии в стране. Считается, что к 1990 г. экономически целесообразные к использованию гидроэнергетические ресурсы Норвегии будут исчерпаны. Поэтому уже в настоящее время в стране начинается строительство тепловых электростанций.

Общая выработка электроэнергии в Норвегии показана ниже [2] (в млрд. кВт·ч):

1950 г.	1955 г	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.
17,8	22,7	31,1	48,9	57,2	73,2	77,4

---

[1] «Elec. Rev.», 1975, v. 196, No. 4, p. 433—434.

[2] С. М. Лисичкин. «Энергетические ресурсы и нефтегазовая промышленность мира». М., «Недра», 1974, 406 с.

По выработке электроэнергии на душу населения (15 тыс. кВт·ч в год) Норвегия опережает все крупнейшие капиталистические страны. Государству принадлежит 27% общей мощности электростанций, муниципалитетам — 48% и частным владельцам — 25%.

Предполагается, что потребление электроэнергии в стране увеличится до 63 млрд. кВт·ч к 1985 г. С 1960 г. Норвегия начала регулярный экспорт электроэнергии в Данию и Швецию, но к 1985 г. в стране ожидается нехватка электроэнергии примерно на 5 млрд. кВт·ч и в 1990 г. — на 15 млрд. кВт·ч (даже при условии, что годовой рост потребления энергии составит всего лишь 3,4%, а не 4,9% как в 1965—1973 гг.).

Чтобы избежать остроты предстоящего дефицита электроэнергии, правительством Норвегии принята новая программа развития энергетики страны. Новая программа предусматривает: экономию в потреблении энергетических ресурсов, особенно нефтяных; усиление развития гидроэнергетики; сокращение потребления электроэнергии в электрометаллургии и электрохимии; повышение тарифа на электроэнергию на 15—25%; усиление развития атомной энергетики; доставку газа с североморского месторождения Фригг; добычу угля (1 млн. т в год) с 1977 г. на новом месторождении о. Шпицберген, запасы которого оцениваются в 20 млн. т.

Первая атомная электростанция в Норвегии вступит в эксплуатацию в 1978 г., вторая — в 1980 г. Общая мощность их составит 1200 МВт и в 1990 г.— 9000 МВт.

Общее потребление первичных источников энергии в Норвегии в 1975 г. составило 206 млн. т у. т.

ФРАНЦИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Во Франции известно десять угольных бассейнов: Нор, Па-де-Кале, Лотарингский, Лаурский, Севенский, Бургундский, Аквитанский, Трованский, Авернский и Дофинг.

Первые три бассейна дают около $^3/_4$ общей добычи угля в стране. После первой мировой войны восстановление угольной промышленности страны происходило на базе старой техники. Поэтому угольная промышленность Франции оказалась малопроизводительной.

В 1944—1946 гг. французская угольная промышленность была национализирована. После национализации были реконструированы шахты в трех основных угольных бассейнах: Нор, Па-де-Кале и Лотарингии. В результате отечественная добыча угля начала увеличиваться, этот рост продолжался до конца 50-х годов, как это видно из приводимых ниже цифр (в млн. т):

1940 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1958 г.	1968 г.	1970 г.	1975 г.
41,0	35,0	52,5	57,4	60,0	43,5	40,1	22,4

В 1958 г. добыча угля достигла максимума (60 млн. т), затем стабилизировалась на одном уровне, а после 1961 г. начала сокращаться. Меры по улучше-

нию положения в угольной промышленности не дали положительного результата. Франция была вынуждена увеличить импорт угля из ФРГ, Нидерландов, Бельгии и Италии. В последние годы усилены поиски новых угольных месторождений в Лотарингии.

В 1974 г. Франция импортировала 21 млн. т угля главным образом из ФРГ, Польши и США. Доля импортной нефти в общем ее потреблении в стране [1] в 1975 г. составила 99,1%.

Следует отметить, что доля государственных предприятий в топливно-энергетической промышленности Франции более высока, чем в других отраслях национального хозяйства. Так, компания «Шарбонаж де Франс» («ШДФ») сосредотачивает в своих руках почти всю добычу угля в стране. В конце 60-х годов на долю государственного сектора приходилось 96,2% выработанной в стране гидроэнергии и 82% электроэнергии ТЭС. После 1973 г. Энергетический Комитет Франции разработал новую программу по энергетике до 1985 г. Эта программа предусматривает увеличение доли нефти в общем энергетическом балансе страны, так как угольная промышленность для ее восстановления требует очень больших капитальных вложений. Хотя разведанные запасы угля в стране оцениваются в 1,4 млрд. т, доля угля в энергетическом балансе страны снизилась в 1976 г. до 10,8%, а в 1975 г. она составляла 12,5%.

Нефть

Разведанные запасы нефти во Франции на 1 января 1976 г. оценивались в 6,9 млн. т. В 1975 г. добыча ее составила 1 млн. т, а потребление нефтепродуктов — 104,8 млн. т. Такой огромный разрыв между собственной добычей нефти и ее потреблением во Франции существует с тех пор как уголь перестал занимать ведущее место в энергетическом балансе страны. Проблема получения нефти приобрела особую остроту.

Самое старое нефтяное месторождение Франции Пешельброн, расположено на западе французской части Рейнского нефтегазоносного бассейна [2].

Еще в 1935 г. в Пешельброне начали применять шахтный способ добычи нефти. Размеры добычи нефти в Пешельброне мизерны. За 1917—1954 гг. там было добыто всего лишь 955 тыс. т нефти. Ни Пешельброн, ни позже открытые во Франции нефтяные месторождения не могли решить проблему снабжения страны нефтью.

После первой мировой войны внешняя политика Франции приняла ориентацию на Румынию и Польшу как на возможные источники получения нефти. Около 75% нефтяной промышленности Польши оказались под контролем французского капитала. Однако интересам Франции был нанесен тяжелый удар: в Румынии был образован англо-американский нефтяной синдикат.

В 1924 г. во Франции была создана национальная организация по жидкому топливу, «Компани Франсэз де петроль», в которой принимали участие все французские фирмы, занимающиеся поисками и разработкой нефтяных месторождений за границей. В том же году французское правительство передает

---

[1] «Glückauf», 1975, Nr. 4, S. 2.

[2] Северная половина Рейнского нефтегазоносного бассейна находится в ФРГ.

вновь созданной компании свои права на эксплуатацию нефтяных месторождений в Мосуле. Однако Англия, видя опасность в сближении Франции с Турцией и США, постепенно овладевает нефтяным рынком Франции. Для Франции снова возникла угроза зависимости в нефтяном вопросе от Великобритании. Франция начинает создавать собственную нефтеперерабатывающую промышленность, ориентируясь на импорт нефти из Советского Союза. Одновременно национальные фирмы Франции налаживают добычу нефти в различных частях мира.

В 1932 г. во Франции создается национальная компания «Сосьетэ эйропеэн де петроль». Новая компания получила концессию в Колумбии. Это была первая нефтяная концессия Франции без участия иностранных фирм. В 30-е годы Франция возобновляет поисково-разведочные работы в Габоне, Марокко, Тунисе и на о. Мадагаскаре. Однако эти работы оказались безуспешными.

Накануне второй мировой войны добыча нефти на собственной территории Франции и в колониях едва превысила 70 тыс. т в год, а потребление нефтепродуктов продолжало увеличиваться. После окончания второй мировой войны проблема нефти для Франции стала еще более острой. Снова были предприняты попытки найти нефть на своей территории.

В 1954 г. правительство Франции создало «Бюро де решерш», на которое возлагались финансирование поисково-разведочных работ, организация и координация их. Однако до 1952 г. деятельность этого бюро была малоэффективной из-за недостаточного ее финансирования. Затем государство начало принимать более широкое участие в деятельности национальных нефтяных компаний.

За десятилетие (1960—1970 гг.) Франция продолжала увеличивать капиталовложения во все сферы нефтяной деятельности.

В 1954 г. на юге Франции, в Аквитанском бассейне было открыто нефтяное месторождение Паранти. В 1955 г. в том же бассейне открыто нефтяное месторождение Мот, в 1956 г. — Люго, в 1959 г. — Казо, в 1960 г. — Мимизан Норд и др.

В период 1958—1970 гг. в Парижском бассейне было открыто 10 нефтяных месторождений с небольшими запасами нефти. В 50-е годы Франция особое внимание уделяла поискам нефти в Алжире.

В 1954 г. одна из французских компаний южнее Ин-Салаха (Алжир), в 1600 км от побережья обнаружила газовую залежь. В 1956 г. вблизи Эджеле, у Ливийской границы, была обнаружена нефтяная залежь на глубине 390—540 м. В том же году вскрыта богатая нефтяная залежь в северной части Сахары на площади Хасси-Мессауд.

США и Великобритания были встревожены успехами Франции в Сахаре. Пользуясь тяжелым финансовым положением Франции, влиятельные круги США и Великобритании вынудили ее вступить в Международный нефтяной картель по добыче нефти в Алжире силами Франции, США, ФРГ и Великобритании. Так, без участия Алжира была решена судьба алжирской нефти. Правящие круги Франции предприняли попытку силой оружия включить Алжир в состав Франции, пытаясь юридически обосновать свое право на алжирскую нефть. Но военные планы французской буржуазии потерпели крах. В результате героического сопротивления алжирского народа Франция вынуждена была отступить и в 1960 г. подписала в Эвиане мирное соглашение. По этому соглашению французские и другие иностранные компании получили право на эксплуатацию нефтяных месторождений Алжира. В 1965 г. между Францией

и Алжиром было подписано новое соглашение сроком на 15 лет о совместной эксплуатации алжирских нефтяных и газовых месторождений. Для поисково-разведочных работ была создана совместная франко-алжирская компания. Подобная компания создана и для сбыта сжиженного газа. Нефтяные компании Франции в последние годы энергично расширяют свою деятельность за рубежом. Размеры добычи нефти на своей территории в 1940—1975 гг. составляли (тыс. т):

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
70	151	1998	2350	1050

За пределами своей страны французскими компаниями было добыто в 1973 г. 86 млн. т нефти, из них (в %): в Ираке — 21,8, Абу-Даби — 18,6, Иране — 14, Алжире — 12, Габоне — 6, Катаре — 3,2, Нигерии — 2,0, Канаде — 1,9, Народной Республике Конго — 1,5, Омане — 1,4, Ливии — 0,3, Тунисе — 0,3 и в Испании — 0,1. Общая территория концессий французских компаний по разработке нефтяных и газовых месторождений за пределами страны составила примерно 1,2 млн. км² (из них 45 тыс. км² — в странах Ближнего и Среднего Востока).

В конкурентной борьбе за нефть французские нефтяные компании заключили в ряде стран соглашения, резко отличающиеся от соглашений, заключенных нефтяными компаниями Великобритании, США, ФРГ и других капиталистических стран (кроме Италии) с нефтедобывающими странами. Эти условия не 50 : 50, как это было принято в первые годы после второй мировой войны, а 75 : 25 в пользу нефтедобывающей страны. Соглашения, заключенные Францией, предусматривают создание смешанных компаний.

В 1972 г. французская Государственная компания «Эльф-Эрап» получила от своего филиала «Эль НОРСК» первую партию нефти с месторождения Экофиск (норвежский сектор Северного моря). Этот филиал входит во франко-норвежский консорциум «Петронорд», на долю которого приходится 20% добычи нефти на месторождении Экофиск. В последние годы расходы Франции на поиски нефти, особенно на шельфе Атлантического побережья и в Средиземном море, увеличились.

Нефтепереработка. Франция еще в конце прошлого века стала ориентироваться на развитие собственной нефтеперерабатывающей промышленности. Началось строительство нефтеперерабатывающих заводов. Первая мировая война со всей очевидностью подтвердила необходимость иметь свою нефтеперерабатывающую базу. В 30-х годах в стране было построено несколько заводов. К началу второй мировой войны Франция имела 16 заводов общей мощностью 8 млн. т сырья в год. После второй мировой войны строительство нефтеперерабатывающих заводов возобновилось ускоренными темпами, особенно после 1950 г.

К 1975 г. общая мощность нефтеперерабатывающих заводов страны превысила 169 млн. т. Построен крупный завод в г. Дюнкерк и увеличена мощность двух заводов в г. Пети-Куронн. Соответственно увеличилось производство нефтепродуктов и импорт нефти. Потребление нефтепродуктов возросло с 10 млн. т в 1951 г. до 134 млн. т в 1975 г. Импорт нефти в 1975 г. превысил 100 млн. т (в основном из района Персидского залива и из стран Северной

Африки). Из нефтепродуктов производятся в основном топочный мазут, затем дизельное топливо, автомобильный бензин и т. д.

В послевоенные годы произошли существенные изменения в размещении нефтеперерабатывающих заводов. До второй мировой войны заводы строились главным образом в районах Нижней Сены, Дюнкерка и Атлантики, так как большая часть нефти в те годы ввозилась из США, а нефтетопливо предназначалось для Парижа и его районов. В настоящее время нефтеперерабатывающие заводы расположены преимущественно на побережье Средиземного моря. Такое расположение заводов обусловлено доставкой нефти из Африки и из стран Ближнего и Среднего Востока и удобно для экспорта нефтепродуктов. Здесь вырабатывается около 40% всех нефтепродуктов, производимых в стране. Нефтеперерабатывающие заводы Атлантического побережья теперь снабжают нефтепродуктами только внутренний рынок; они обеспечивают около 60% потребности в нефтепродуктах.

В условиях Франции наиболее экономически целесообразной признана мощность нефтеперерабатывающих заводов от 2 до 6 млн. т сырья в год, а наиболее рациональным считается тип завода с ограниченным числом установок крекинга и риформинга, со средним выходом бензина 22,5% и мазута 40%. Такое соотношение производимых нефтепродуктов диктуется структурой их потребления: во Франции потребляется значительное количество котельного топлива (примерно 50% от общего потребления их).

Вновь строящиеся заводы рассчитаны на увеличение выхода дизельного и котельного топлива до 70%. При таком положении отпадает необходимость в установках каталитического крекинга, общая мощность которых во Франции незначительна. Выше было отмечено, что импорт нефти во Францию возрастал с каждым годом и в 1975 г. достиг 100 млн. т. Импорт нефти и нефтепродуктов в страну допускается только с разрешения соответствующих правительственных органов. В то же время в поставке нефти, нефтепродуктов и переработке нефти значительную роль играет иностранный капитал. Еще в середине 60-х годов англо-американские компании контролировали более половины всех мощностей французских нефтеперерабатывающих заводов. В целях повышения конкурентноспособности в конце 1965 г. французское правительство объединило все государственные нефтяные предприятия в единую компанию «ЭРАП», после чего роль государственного сектора на внутреннем рынке начала заметно повышаться.

Транспорт нефти и нефтепродуктов. Быстрое развитие нефтеперерабатывающего, а затем нефтехимического производства во Франции вызвало необходимость организации нефтяного транспорта — сооружения трубопроводов и танкерного флота. Франция имеет значительную сеть магистральных трубопроводов. Продуктопровод большой протяженности соединяет нефтеперерабатывающий завод в районе Нижней Сены с районом Парижа. Две нитки этого продуктопровода имеют общую длину 482 км, диаметр 254 мм. Построен он в 1953 г. и рассчитан на перекачку 6 млн. т различных нефтепродуктов в год.

Трубопровод длиной 241 км соединяет нефтеперерабатывающие заводы Гавра с Парижем. Его пропускная способность 3,5 млн. т в год. По нему перекачиваются нефтепродукты на 30 нефтебаз, расположенных в районе Парижа.

В начале 60-х годов был сдан в эксплуатацию нефтепровод Лавера (близ Марселя) — Страсбург протяженностью 766 км, диаметром 864 мм, с началь-

ной пропускной способностью 10 млн. т в год. Этот Южно-Европейский нефтепровод, теперь уже доведенный до Карлсруэ (ФРГ), обеспечивает нефтью 12 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 30 млн. т нефти в год. От этого нефтепровода отходят ответвления к заводам ФРГ в Мангейм и Карлсруэ. У Карлсруэ нефтепровод соединяется с другим нефтепроводом, по которому нефть транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы Ингольштадта и Нойштадта (ФРГ).

Пропускная способность Южно-Европейского нефтепровода увеличена до 35 млн. т в год, а потребность в сырье нефтеперерабатывающих заводов, расположенных в районах, прилегающих к трассе этого нефтепровода, составляет около 85 млн. т, а в 1980 г. достигнет 90 млн. т. В связи с этим разработан проект увеличения пропускной способности Южно-Европейского нефтепровода в 3 раза, с таким расчетом, чтобы к 1980 г. она достигла 90 млн. т в год.

Большую роль в нефтяном транспорте Франции играет и наливной флот. До первой мировой войны Франция имела лишь четыре танкера общим водоизмещением 30 тыс. т. После окончания войны она начала усиленно развивать нефтеналивной флот, общий тоннаж которого в начале 30-х годов уже составлял более 400 тыс. т. И все же этого флота оказалось недостаточно для доставки нефти во Францию. В первые годы после второй мировой войны французский флот обеспечивал лишь 19% общей перевозки нефтяных грузов.

К 1973 г. нефтеналивной флот Франции имел 125 судов общей вместимостью 7,8 млн. т. На 17 танкеров дедвейтом от 200 тыс. до 300 тыс. т приходилось 46% общего тоннажа нефтяного флота. В 1973 г. было введено в эксплуатацию шесть новых крупных танкеров, что увеличило долю тоннажа флота до 50%. В 1975 г. был спущен на воду танкер «Исис» дедвейтом 285 тыс. т. Он предназначен для доставки нефти из стран Персидского залива и африканских стран. И все же нефтеналивной флот Франции в настоящее время не обеспечивает полностью перевозку нефти, в потребном стране количестве. В настоящее время строится три танкера дедвейтом 540 тыс. т. Осуществляется модернизация портов, в том числе и порта в Фос-Сюр-Мер для приема супер-танкеров.

Франция располагает несколькими крупными нефтяными портами: Фос, Дюнкерк, Гавр, Лавера, Бордо, Донж и Ла-Вердон. Самый крупный из них Гавр. Порты Фос и Гавр теперь приспособлены для приема танкеров дедвейтом до 250 тыс. т. Порт Ла-Вердон (департамент Жиронда) тоже принимает танкеры дедвейтом 250 тыс. т. Порт Лавера соединен с Южно-Европейским нефтепроводом, это позволило увеличить его грузооборот более чем до 40 млн. т в год. В районе г. Марселя компания «Эссо» построила нефтяной порт, который также соединен с Южно-Европейским нефтепроводом. Он рассчитан на прием танкеров водоизмещением до 70 тыс. т.

Порт Нивелль, в районе которого построена перевалочная нефтебаза, рассчитан на прием каботажных танкеров грузоподъемностью до 250 тыс. т. Основное назначение этой перевалочной нефтебазы — снабжать нефтепродуктами южное побережье Франции. В Гавре вступил в эксплуатацию новый привал, который может принимать танкеры дедвейтом до 250 тыс. т в любое время и до 300 тыс. т во время прилива определенной высоты. Скоро заканчивается строительство нового морского нефтяного порта Антифер, расположенного вблизи существующего торгового порта Гавр. Первая его очередь рассчитана на прием танкеров дедвейтом до 540 тыс. т, в перспективе — до 1 млн. т.

С 1976 г. порт Гавр начнет принимать танкеры дедвейтом до 500 тыс. т. В 1975 г. в Дюнкере вступил в эксплуатацию причал для танкеров дедвейтом в 300 тыс. т.

В порте Фос (второй в Европе после порта Роттердам) имеется один причал для приема танкеров дедвейтом до 400 тыс. т, второй для приема танкеров дедвейтом до 280 тыс. т, третий для приема танкеров дедвейтом до 210 тыс. т и четвертый для приема танкеров дедвейтом до 70 тыс. т. В Лавере — шесть причалов для приема танкеров дедвейтом от 55 до 70 тыс. т.

Во Франции широко применяются автомобильные перевозки нефтепродуктов: автоцистернами со специальными тягачами с прицепами; автомобилями, оборудованными приспособлениями для установки бочек, бидонов и баллонов с нефтепродуктами; обычными автомобилями с платформами. Автомобильные перевозки нефтяных грузов составляют около 25% общего объема их перевозок.

Газ

Ресурсы природного газа во Франции были ничтожны (155 млрд. м^3). Природный газ добывался на единственном в стране газовом месторождении Сен-Марсе (Аквитанский бассейн).

В стране было развито производство искусственного газа из угля. В 1946 г. 635 действовавших в стране газовых заводов были национализированы. После национализации маломощные заводы были закрыты, а крупные заводы модернизированы.

В 1949 г. в Аквитанском бассейне было открыто нефтяное месторождение Лак, на котором в 1951 г. на глубине 3550 м обнаружена крупная газовая залежь (Нижний Лак). Эксплуатация залежи начата с 1956 г. Дебит газа отдельных скважин составлял 1 млн. м^3/сут. Начальные запасы газа на месторождении Лак оцениваются в 400 млрд. м^3.

В связи с открытием месторождений природного газа все заводы по производству искусственного газа из каменного угля ликвидированы. После очистки от сероводорода газ месторождения Лак направляется в различные районы Франции: Бордо, Байонну, Тулузу, Биарриц, Нант, Гренобль, Лион, Сент-Этьен, Дижон и др.

Строительство газопроводов во Франции начато в 50-х годах. Первые газопроводы были предназначены для транспортировки коксового газа из района Лотарингии к Парижу, они были построены в 1951—1954 гг. Затем эта газовая сеть была продлена до месторождения Лак. В настоящее время сеть газопроводов базируется на транспортировке и распределении газа из Нидерландов и из месторождения Лак. Сеть газопроводов сходится в районе Большого Парижа, где возможна перекачка газа в случае необходимости из одной сети в другую. Раньше диаметр газопроводов не превышал 610 мм. Сейчас сооружаются мощные газопроводы, предназначенные для перекачки регазифицированного газа, поступающего из Алжира в Фос-Сюр-Мер (близ Марселя).

Трасса его Фос — Сюр-Мер — Лион — Бельгия и ФРГ. К нему будет подключена газопроводная сеть Парижа. В 1973 г. было закончено строительство газопровода Фос — Терсани и несколько небольших газопроводов для транспортировки газа из Фоса.

Позже в Аквитанском бассейне были открыты новые газовые месторождения Шарль, Мейон, Руссе и др.

В 1964 г. в Бресском бассейне были открыты два небольших газовых месторождения: Валанпуер и Сонье.

Добыча природного газа во Франции выражается следующими цифрами (в млрд. м³):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
0,3	0,4	4,4	5,0	7,4	7,3

Наибольшее количество газа, примерно 5 млрд. м³ в год, добывается на месторождении Лак и около 1 млрд. м³ в год на месторождении Мейон.

В последние годы добыча природного газа в стране стабилизировалась. Добываемого в стране газа недостаточно для удовлетворения потребностей в нем.

В 1965 г. начался импорт сжиженного газа из Алжира в порт Гавр. Этот газ используется для газоснабжения Нормандии, и только часть его поступает в Париж — в подземное газохранилище в Сент-Илер. Подземное хранилище газа в Сент-Илере вступило в эксплуатацию в 1965 г., в нем хранится газ, поступающий из Нидерландов, Алжира и из месторождения Лак. Оно расположено на глубине 470 м, вместимость его — 1,1 млрд. м³.

Газ, импортируемый из Нидерландов (через Бельгию), распределяется среди потребителей Северной Франции, областей Арденн, Лотарингии, Эльзаса.

Прогноз обеспеченности газом Франции на 1980 г. показан ниже (в млрд. м³):

добыча во Франции — 7,5
импорт из Нидерландов — 7,0
импорт из Норвегии — 2,0
импорт из СССР — 2,5

Всего: 19

В настоящее время общая протяженность газопроводов Франции достигла 15 тыс. км. Во Франции действуют несколько газовых компаний, наиболее крупная из них «Газ де Франс». На долю этой компании приходится более 35% общей реализации природного газа. Она эксплуатирует более 6 тыс. км газопроводов и контролирует наибольшую часть импорта сжиженного газа из Алжира.

Во Франции имеется около 20 грузовых метановозов, но большинство их обслуживают другие страны, только семь из них заняты перевозкой сжиженного газа для Франции. В настоящее время самый большой в мире танкер-метановоз для перевозки сжиженного газа имеет Франция, емкость его 120 тыс. м³, ему присвоено название «Бен Франклин». Он принадлежит фирме «Газоушсан». Он предназначен для перевозки газа из Алжира во Францию.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

По запасу урана Франция занимает первое место в Западной Европе и шестое в капиталистическом мире. На Францию приходится 10% запасов урана капиталистического мира. Урановые рудники Франции расположены в трех

районах: в Крузиле, Вандес и Ферезе. Содержание урана [1] в руде 0,1—1%, среднее 0,25%. Запасы урана (в тыс. т в пересчете на U_3O_8 при цене до 30 долл. за кг), контролируемые Комитетом атомной энергетики Франции, по состоянию на середину 1973 г. оценивались в 235,1 тыс. т. Они распределяются примерно таким образом:

	Достоверные	Возможные
Франция	59,8	49,3
Нигер	50,0	30,0
Габон	20,0	10,0
ЮАР	8,0	8,0
Всего	137,8	97,3

В Канаде Франция ведет поисково-разведочные работы на уран. Содержание урана на месторождениях Франции от 0,18—0,20%, а в странах Африки от 0,25 до 0,30%.

Во Франции имеются пять государственных заводов по обогащению урана. Самый крупный завод имеет мощность 600 тыс. т урановой руды в год. Добыча урановой руды производится шахтным и открытым способом. В 1973 г. Францией добыто урана 2917 т, большая часть добычи приходится на Нигер и Габон. Особенно активно ведутся поисково-разведочные работы на уран в Нигере, где еще в 1966 г. в районе Арлит был обнаружен уран. В 1975 г. на этом месторождении было добыто 1500 т урана (в пересчете U_3O_8). Затем в Нигере было открыто новое месторождение урана Акоута. Сейчас в Нигере ведут поисковые работы на уран 15 иностранных фирм.

Атомная энергия. Во Франции с каждым годом увеличивается дефицит первичной энергии. В 1950 г. он составил 30%, в 1968 г. — 60, в 1975 г. — 75 и в 1980 г. составит 85% от общего потребления энергетических ресурсов. В связи с этим страна ориентируется на развитие атомной энергетики, тем более, как уже было отмечено выше, Франция контролирует около 10% мировых запасов ядерного топлива капиталистического мира.

В настоящее время во Франции эксплуатируются 10 АЭС общей мощностью 2886 МВт, они производят примерно 9% всей электроэнергии в стране. Доля АЭС в общей выработке электроэнергии [2] к 1980 г. составит 25%, а к 1985 г. — 45—50%. Но, вероятно, этот прогноз сильно преувеличен. Дело в том, что во Франции в последнее время программа строительства АЭС пересмотрена в сторону ее значительного снижения. Эта мера вызвана повышением цен не только на ядерное топливо (уран), но и на оборудование [3] АЭС.

Гидроэнергия. Потенциальные экономически выгодные к использованию гидроэнергетические ресурсы Франции оцениваются в 30 млрд. кВт·ч в год. В 40-х годах примерно половину электроэнергии в стране производили ГЭС. В настоящее время большую часть электроэнергии дают ТЭС, работающие преимущественно на угле. По состоянию на 1/I 1975 г. установленная мощность всех ТЭС Франции составляла 31,1 млн. кВт.

Суммарная установленная мощность всех ГЭС Франции к 1975 г. составляла 16,6 млн. кВт; в 1974 г. они выработали 58,5 млрд. кВт·ч электроэнергии. Наибольшее число ГЭС расположено в районе Альпийских гор, где в 1974 г.

[1] «Ehtrep rise», 1975, No. 1012, p. 54—60.
[2] «Энергохозяйство за рубежом», 1974, N 5, с. 16—17.
[3] «Nachr Aussenhandel», 1976, Bd. 39, Nr. 123, S. 1.

было выработано 37,6 млрд. кВт·ч электроэнергии. Производство электроэнергии во Франции показано ниже [1] (млрд. кВт·ч):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
33,1	49,6	72,1	101,2	140,7	178,4

Из общего количества производимой электроэнергии в стране на долю ТЭС приходится — 58,8%, ГЭС — 33% и АЭС — 8,2%. Доля электроэнергии в конечном потреблении энергии в стране составляет около 23%.

По общему потреблению электроэнергии в 1974 г. Франция занимала седьмое место в мире, а по потреблению на душу (3300 кВт·ч в год) — 13 место [2]. Часть электроэнергии импортируется из ФРГ и Швейцарии.

Потребление электроэнергии между отдельными отраслями хозяйства в 1974 г. распределялось следующим образом (в млрд. кВт·ч):

Химическая промышленность — 12,9;
Металлургическая промышленность — 12,6;
Электрометаллургическая промышленность — 11,6;
Машиностроение и электротехническая промышленность — 10,4;
Электрохимическая промышленность — 7,6;
Торговля — 7,2;
Железнодорожный транспорт — 6,5;
Целлюлозно-бумажная — 5,6;
Пищевая промышленность — 5,0;
Коммунальное хозяйство — 4,6;
Текстильная промышленность — 4,0;
Цементное производство — 3,3;
Угольная промышленность — 2,4;
Домашнее хозяйство — 34,1;
Коммунальное хозяйство — 3,5;
Прочие отрасли — 17,5

С 1966 г. в Рансе работает приливная электростанция, но она неэкономична, хотя и представляет собой большую инженерную удачу. Стоимость ее сооружения очень высокая (равна примерно половине стоимости АЭС мощностью 1000 МВт), а мощность всего лишь 240 МВт, и работает она только во время приливов и отливов. Приливная электростанция дает в 10 раз меньше электроэнергии, чем АЭС.

За период 1949—1973 гг. среднегодовые темпы развития энергопотребления составили 4,5%, а потребление электроэнергии — 7%. Тем не менее энергопотребление в расчете на душу населения остается ниже, чем в других капиталистических странах — 5 т у. т. в год (в США — 13, в Швеции — 8,2, в Бельгии — 6,9, в ФРГ — 6,2 т у. т. и т. д.).

Общее потребление энергии во Франции представляется следующим (в млн. т у. т.):

1949 г.	1955 г.	1960 г.	1966 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
87,8	108,7	128,8	174,2	225	285	295

[1] «Rev cherg», 1976, v. 27, No. 282, p. 219—225.
[2] Resultats techniques d'exploitation 1974. Electricite de France Direction de la production et du transport. Statistiques, 1975, p. 37.

Потребление энергии во Франции, как в промышленности, так и в быту в 1971—1973 гг. было меньше, чем в других промышленно развитых капиталистических странах.

После 1973 г. Консультативная комиссия по энергетике опубликовала новую программу развития энергетики страны до 1985 г. По этой программе увеличивается роль нефти и сокращается роль АЭС.

Программа предусматривает: установить уровень потребления энергии в 1985 г. в 240 млн. т (в пересчете на нефть), вместо 285 млн. т, предусмотренных первой программой; сократить к 1985 г. потребление энергии в стране за счет импорта до 55%, вместо 76% в 1974 г.; усилить поисково-разведочные работы на нефть и газ в пределах своей страны, особенно на ее континентальном шельфе и продолжить развитие добычи нефти за пределами Франции; к 1985 г. потребление нефти в стране снизить до 96 млн. т, против ранее намеченных 178 млн. т.

Структура энергобаланса [1] Франции в 1975 г. и прогноз на 1985 г. следующие (в %):

	1975 г.	1985 г.
Нефть	61,9	40
Гидро- и атомная энергия	10,6	30,5
Уголь	10,0	13,0
Природный газ	16,3	15,5
Новые виды энергии	1,2	1,0

Новая энергетическая программа полностью признает нереальным прежний прогноз общего потребления энергии.

С 1975 г. во Франции введен лимит на импорт нефти (он ниже на 10% по сравнению с уровнем 1974 г.), сокращены расходы мазута и электроэнергии на 20% относительно расходов в 1973 г. Кроме того, 10% всех автомашин во Франции к 1990 г. составят электромобили, на которых будут установлены цинко-никелевые батареи. Без перезарядки аккумулятора электромобиль сможет проходить 200 км со скоростью 80 км/ч.

По новым прогнозам к 1985 г. по потреблению первичной энергии на душу населения Франция будет отставать от США на 31 год, а от ФРГ — на 7 лет.

В вышеприведенных данных обращает на себя внимание ничтожный удельный вес новых видов энергии в 1985 г. Это положение характерно не только для Франции, но и для всех ведущих стран капитализма. Дело в том, что освоение новых видов энергии требует больших капиталовложений. В условиях финансового и общего экономического кризиса ни одна капиталистическая страна не имеет возможности субсидировать исследования, связанные с освоением новых видов энергии.

---

[1] «Petrol. Econ.», 1976, v. 43, No. 5, p. 167—169.

АЗИЯ (БЕЗ СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАН)

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Природные ресурсы Азии (в том числе и энергетические) изучены слабо. Ряд стран этого обширного континента, известных под общим названием «Ближний и Средний Восток», обладает большими запасами нефти. Запасы нефти азиатского континента между отдельными странами распределяются неравномерно. Ряд стран — Индия, Пакистан, Непал, Шри Ланка, Бангладеш, Филиппины, Таиланд, Кампучия, Лаос и др. — не обеспечивает своих потребностей в энергетических ресурсах. Только после освобождения от колониальной зависимости они приступили к изучению своих национальных природных ресурсов, в том числе нефти и газа.

За короткий период поисково-разведочных работ в Южной Азии выявлено более 50 месторождений нефти и газа (в том числе 21 нефтяное, 8 — газоконденсатных и 24 газовых). Из них на долю одного крупного нефтяного месторождения — Анклешварского (Индия) и пяти газовых месторождений — Суи, Мари, Уч (Пакистан), Титас и Бахрабад (Бангладеш) приходится примерно 80% общих начальных запасов газа и более 75% запасов нефти.

На 1 января 1975 г. разведанные запасы нефти и конденсата на Ближнем и Среднем Востоке оценивались в 50 526 млн. т. Есть основания полагать, что будут обнаружены новые залежи нефти, особенно в шельфовых зонах. Первое крупное подводное месторождение нефти — Сафания (Саудовская Аравия) было обнаружено в 1951 г., а через 10 лет — в Иране — месторождение Дариус. В настоящее время подводные промыслы дают около 14% нефти, добываемой в странах Ближнего и Среднего Востока. Достоверные запасы угля в Азии (без социалистических стран) оцениваются в 269,8 млрд. т, что составляет 9,8% мировых извлекаемых запасов. Запасы угля известны в 14 странах азиатского континента (без социалистических стран), среди которых по размерам запасов и объему добычи выделяются Индия и Турция. Размеры добычи угля на азиатском континенте в начале 70-х годов составляли около 200 млн. т (без социалистических стран), из них около 160 млн. т каменного угля.

Нефть

Основные запасы нефти азиатского континента сосредоточены в странах: Абу-Даби (ОАЭ), Бахрейн, Индонезия, Ирак, Иран, Катар, Кувейт, Оман, Саудовская Аравия, Сирия, Турция и др. Здесь известен ряд нефтегазоносных бассейнов, основным из которых является бассейн Персидского залива. В его пределах открыто более 200 месторождений нефти и газа, часть которых являются уникальными.

Кроме месторождений Персидского бассейна, на Ближнем и Среднем Востоке известны небольшие залежи нефти и газа в восточной части Восточно-Средиземноморского бассейна, на территории Израиля. Чтобы оценить нефтяные

богатства Ближнего и Среднего Востока, достаточно сказать, что почти $^1/_4$ мировых извлекаемых запасов нефти приходится на два месторождения: Большой Бурган (Кувейт) и Гхавар (Саудовская Аравия) и почти половина мировых разведанных запасов нефти (без социалистических стран) сосредоточена в шести крупных месторождениях, пять из которых находятся на Среднем Востоке и одно — в Венесуэле.

Огромные нефтяные ресурсы Азии долгое время были в руках Великобритании, теперь в их использовании принимают участие крупнейшие монополии и других капиталистических стран — в основном англо-американские нефтяные монополии, а также компании Италии, ФРГ, Нидерландов и других стран. Каждая из них пытается захватить «свою» долю нефтяных ресурсов Ближнего и Среднего Востока.

Значение нефти Ближнего и Среднего Востока для капиталистических стран откровенно оценил адмирал США Э. М. Эллер, который еще в 1956 г. в своем докладе слушателям Института инженеров-механиков США заявил: «Судьба цивилизации в прошлом часто решалась на Среднем Востоке, и это может повториться опять в жизни нашего поколения. Этому способствует ряд причин, главной из которых является вопрос нефти... Нефть является источником нашего существования, а Средний Восток является источником нефти,... Без нефти мы не могли бы напасть на противника в его базах, не могли бы охотиться за ним на море и в воздухе... США и союзники потерпят поражение или будут полностью уничтожены, если мы потеряем нефть Среднего Востока» [1].

И в наши дни капиталистические монополии всячески стараются сохранить свои интересы в бывшем их «нефтяном заповеднике» — на Ближнем и Среднем Востоке, хотя сейчас этот «заповедник» стал уже иным. Так, в 1974 г. Ирак контролировал 86% нефти, добываемой в стране, Кувейт, Катар и Саудовская Аравия — по 60%, Иран — 100% и т. д.

Для собственных нужд страны Ближнего и Среднего Востока используют незначительное количество нефти. В 1950 г. в этом районе мира было добыто 89,1 млн. т нефти, а потребление нефтепродуктов составило лишь 6,4 млн. т, в 1955 г. добыча и потребление составили соответственно 162,5 и 10,8 млн. т нефти. Не произошло существенных изменений и до настоящего времени. Так, в 1974 г. на Ближнем и Среднем Востоке было добыто 1081 млн. т нефти, а экспортировано 951 млн. т (вместе с переходящими остатками). Масштабы вывоза нефти с Ближнего и Среднего Востока увеличиваются с каждым годом, о чем свидетельствуют следующие данные (в млн. т):

1940 г.	1962 г.	1965 г.	1970 г.	1971 г.	1974 г.
5,0	311,0	421,0	698,0	813,0	951,0

Нефть азиатского континента в основном вывозится в страны Западной Европы, Японию и США. В 1972 г. Великобритания покрывала свои потребности за счет арабской нефти на 73%, Франция — на 83%, Италия — на 85%, Нидерланды — на 70%, ФРГ — на 40%, Япония — на 40% и т. д.

Нефть Ближнего и Среднего Востока обходится иностранным монополиям очень дешево. Так, в конце 60-х годов средняя стоимость добычи 1 т нефти на

[1] M. Eller. The strate gie importtance of Middle East oil Petroleum Technology, 1956, VIII, No. 5, May.

Ближнем и Среднем Востоке не превышала 1,6 млрд. долл., а 1 т нефти, добытой в США, обходилась более чем в 12 долл.

По данным компании «Ройял датч-шелл», 1 т арабской или иранской нефти, реализованной в Западной Европе, до 1974 г. в среднем давала доход около 80 долл. (с учетом извлечения из нее целевых нефтепродуктов); издержки по добыче этой нефти составляли в среднем 1 долл. С учетом всех расходов (на перевозку, переработку и др.) чистая прибыль от продажи 1 т нефти в 1972 г. составляла 55 долл., из которых на долю ее истинных хозяев приходилось лишь 12 долл., или 22% чистой прибыли, остальное присваивали иностранные монополии [1].

Страны-экспортеры всегда старались увеличить свою долю дохода от экспортируемой нефти, однако их весьма скромные требования всякий раз встречались враждебно капиталистическими монополиями. Так, за 13 лет (с октября 1960 по октябрь 1973 г.) экспортерам удалось увеличить плату за нефть в среднем всего на 6 долл. и довести ее до 13 долл. за 1 т [2]. Капиталистические монополии игнорируют справедливые требования нефтедобывающих стран, прекрасно понимая значение арабской нефти для своих стран. Так, в 1972 г. Эрих Шибек (ФРГ) на собрании членов Западногерманского общества мировой экономики заявил: «Если кому-либо удастся хотя бы ограничить поставки нефти из района Персидского залива, во многих районах Западной Европы и Японии будет отключено освещение. Так тесно связана судьба промышленно развитых наций с этим развивающимся с политической точки зрения районом [3]...»

Нефтедобывающие страны — экспортеры нефти Азии и Африки в октябре 1973 г. без согласования с иностранными нефтяными компаниями повысили цены на нефть на 70%, а с января 1974 г. — на 128%. В последние годы повысились налоги на прибыль иностранных нефтяных компаний, увеличился доход нефтедобывающих стран.

Существенным образом изменились условия и сроки соглашений нефтедобывающих стран с иностранными компаниями. Раньше нефтяные концессии предоставлялись на срок 50—70 лет и более, теперь обычно на 25—30 лет.

В конце 50-х годов доля участия правительств нефтедобывающих стран в смешанных компаниях обычно составляла 10—12%. В настоящее время она возросла до 50%, а в некоторых странах и больше. В последние годы в нефтедобывающих странах созданы государственные нефтяные компании. Они появились на мировом нефтяном рынке и многие из них начинают самостоятельно вести поисково-разведочные работы, добычу и переработку нефти и газа и реализацию продукции. Опыт самостоятельной эксплуатации Ираком нефтяного месторождения Северная Румейла убедительно показал полную техническую возможность и экономическую целесообразность самостоятельного освоения национальных ресурсов нефти и газа без вмешательства иностранных монополий.

В некоторых странах Азии и Африки происходит национализация иностранных нефтяных компаний. Так, в мае 1972 г. Ирак национализировал собственность нефтяной компании «Ирак петролеум», т. е. примерно более 70%

---

[1] «Экономическая газета», 1974, № 14.
[2] То же
[3] «Glückauf», 1972, Nr. 9, S. 23.

добычи нефти в стране, а в октябре 1973 г. еще 10—15%, принадлежащих США и Нидерландам. В 1973 г. Ливия национализировала 51% капитала компаний «Банкер хант», «Оксидентл петролеум», «Оэйсис» и «Амокс», а в сентябре того же года — всех остальных американских нефтяных компаний, действовавших в Ливии. Этой акцией Ливия лишила США контроля над 45% добычи нефти в стране и не менее 200 млн. долл. прибыли в год.

В октябре 1973 г. в капиталистическом мире возник энергетический кризис, который профессор Ройтер (ФРГ) назвал «энергетическим шоком». Энергетический кризис усугубился экономическим, политическим и валютным кризисами.

Нефтедобывающие страны Ближнего и Среднего Востока в 1970 г. потерпели убыток от экспорта нефти в размере 57 млн. долл. в связи с валютной неурядицей в странах капитализма. Они потребовали от иностранных монополий возмещения этого убытка, начиная с августа 1971 г. Это единодушное требование крупных нефтедобывающих стран Азии и Африки (к ним присоединилась и Венесуэла) нанесло удар интересам иностранных нефтяных монополий. В дальнейшем члены ОПЕК [1] удвоили цену на нефть и довели ее в среднем до 73,3 долл. за 1 т, в Венесуэле цена поднялась до 88,6 долл. за 1 т в Ливии до 118, а затем до 132—138 долл. за 1 т, в Нигерии до 92,4, в Индонезии до 68. Даже после указанного повышения цен доля арабских стран в прибыли оказалась значительно меньше доли иностранных нефтяных монополий.

Таким образом, страны-экспортеры нефти проявили полную решимость защищать свои нефтяные ресурсы от расхищения иностранными нефтяными монополиями. С каждым годом растет единство нефтедобывающих стран, отстаивающих свои законные интересы. Принимаются решения, направленные на самостоятельное ведение дел во всех областях энергетической политики. Так, летом 1974 г. экономическая комиссия организации стран-экспортеров нефти единодушно высказалась за увеличение налогов на прибыль иностранных нефтяных компаний с 55 до 87%. В середине того же года совещание министров нефтяной промышленности арабских стран (Каир) приняло решение о создании арабского энергетического института, который будет заниматься исследованиями в области атомной и солнечной энергии и выявления новых сфер применения нефти. Танкерный флот зарубежной Азии развивается быстро. Общая емкость его к 1980 г. будет составлять 7 млн. т.

Общая протяженность магистральных трубопроводов Ближнего и Среднего Востока в 1973 г. составила 21 тыс. км, из которых 15,2 тыс. км приходилось на нефтепроводы. Кроме того, на 1 января 1973 г. в стадии строительства находилось 5,3 тыс. км нефтепроводов и 1,5 тыс. км продуктопроводов. Большая часть магистральных трубопроводов приходится на Иран, Ирак, Саудовскую Аравию и Турцию (примерно около 16 тыс. км). В ближайшие пять лет на Ближнем и Среднем Востоке предполагается построить более 27 тыс. км магистральных трубопроводов (из них 12 тыс. км — нефтепроводы и около 6 тыс. км — продуктопроводы), в том числе второй трансиранский трубопровод от Неки до Сарахсу. Иностранные монополии тормозят развитие нефтепереработки в развивающихся странах, в том числе на Ближнем и Среднем Востоке. Им выгодно вывозить оттуда нефть и перерабатывать ее в Западной Европе, где уро-

[1] ОПЕК — Организация производителей нефти-экспортеров.

вень потребления нефтепродуктов очень высок. Мощность 44 нефтеперерабатывающих заводов, расположенных на территории 19 стран Ближнего и Среднего Востока и Северной Африки в 1976 г. позволяла производить лишь 166 млн. т нефтепродуктов, часть которых вывозится в другие регионы капиталистического мира.

До первой мировой войны добыча нефти в странах Ближнего и Среднего Востока составляла 0,9% мировой добычи, в годы второй мировой войны — 5,6%, а в 1975 г. — 45%. Увеличиваются и разведанные запасы нефти этих стран.

Газ

Запасы природного газа на азиатском континенте (без социалистических стран) оцениваются в 17,5 трлн. м³. Основные запасы газа сосредоточены в Иране.

Добыча газа незначительна; в 1975 г. она составила всего 63 млрд. м³, примерно 60% газа до сих пор сжигается в факелах.

Попутный газ добывается в Индонезии (на месторождениях о. Суматра), Бахрейне, Афганистане, Иране, Абу-Даби и Японии, в Южной Азии — в Индии, Пакистане, и Бангладеш. Размеры его добычи тоже незначительны. Таким образом, добыча газа в странах азиатского континента не играет существенной роли.

Потребление энергетических ресурсов в странах Ближнего и Среднего Востока, где сосредоточено 70% мировых разведанных запасов нефти очень незначительно, что видно из следующих данных (в млн. т у. т.):

	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
Дальний Восток и Юго-Восток Азии	139,4	214,0	329,6	487,8	946,0
Ближний и Средний Восток	22,4	38,7	42,9	46,4	967,0

АБУ-ДАБИ

Абу-Даби — крупнейшее нефтедобывающее княжество федерального государства Объединенные Арабские Эмираты, образованного в 1971 г.

Основой экономики княжества Абу-Даби является нефть. По объему добычи нефти оно занимает в настоящее время 12 место в капиталистическом мире и пятое среди ближне- и средневосточных стран после Саудовской Аравии, Ирана, Кувейта и Ирака. Нефтяные богатства сосредоточены на территории княжества Абу-Даби, расположенного на южном берегу Персидского залива. Нефть здесь высокого качества, малосернистая.

Экономика Абу-Даби развита слабо. Население в основном занимается добычей жемчуга и сельским хозяйством. Природные ресурсы изучены слабо.

На 1 января 1975 г. разведанные запасы нефти в Абу-Даби оценивались в 3133 млн. т. В 1953 г. в княжестве Абу-Даби было открыто крупное месторождение нефти Мурбан, которое в настоящее время дает более 70% общей добычи нефти в стране. В 1958 г. в Абу-Даби в Персидском заливе обнаружено нефтяное месторождение Умм-Шейф, расположенное в 55 км от берега. В 1962 г. это месторождение было введено в эксплуатацию. В 1967 г. начало разрабаты-

ваться месторождение Закум. Добыча нефти в Абу-Даби характеризуется следующими цифрами (в млн. т):

1964 г.	1965 г.	1966 г.	1967 г.	1968 г.	1969 г.	1970 г.	1975 г.
9,0	13,5	13,5	18,1	24,0	28,7	32,8	64,6

Примерно 40% нефти добывается на континентальном шельфе. По существующему прогнозу, добыча нефти в Абу-Даби в 1980 г. достигнет 250 млн. т.

В 1974 г. в Абу-Даби начата эксплуатация нового морского месторождения нефти Эль-Букхуш, расположенного в 160 км от побережья. Это месторождение эксплуатирует компания «КПФ», которая владеет 51% акций, остальные акции принадлежат двум другим компаниям.

В стране действует крупная нефтяная компания «Абу-Даби петролеум компани» («АДП»), в состав которой входят: «Бритиш петролеум» (23,75% капитала), «Шелл» (23,75%), «КПФ» (23,75), «Стандард ойл» (Нью-Джерси) (11,85%), «Мобил ойл» (11,85%) и «Партэкс» (5%).

Компания «АДП» эксплуатирует крупнейшие месторождения страны Мурбан и Бу-Хаза.

Кроме «АДП», в Абу-Даби имеют концессии «Филлипс петролеум», «Аджип», «Аминойл» и японская фирма «Мидл ист ойл». На территории концессий перечисленных компаний ведутся поисково-разведочные работы.

Добычу нефти на морских месторождениях Абу-Даби в основном ведет компания «Абу-Даби марин эриэз» («АДМА»). Раньше ведущая роль в этой компании (более 65% акций) принадлежала английской «Бритиш петролеум», в настоящее время 45% акций «Бритиш петролеум» принадлежит японской компании «Джапэн ойл». Теперь доля компаний в «АДМА» распределяется следующим образом (в %): «Бритиш петролеум» — 36,7, «КПФ» — 33,3, «Джапэн ойл» — 30. В настоящее время «АДМА» разрабатывает месторождения Умм-Шейф, Закум, Наср, Абу-эль-Бухуш и Саат-эль-Разбат.

В конце 1972 г. в Абу-Даби была создана государственная компания «Абу-Даби нэшнл петролеум» («АДНПК»). На первом этапе своей деятельности она участвует в иностранных смешанных компаниях, занимающихся добычей нефти, продает нефтепродукты на внутреннем рынке и занимается переработкой нефти.

Почти вся добываемая в Абу-Даби нефть экспортируется в страны Западной Европы — Францию, Англию, Нидерланды, ФРГ, Италию, а также в Японию (примерно 28% общего экспорта) и США (11%). Особенно заинтересована в экспорте нефти Абу-Даби Япония.

В конце 1972 г. было заключено соглашение с фирмой «АДМА» о 25%-ной доле участия правительства в деятельности этой компании и 51%-ной доле компании «АДНПК».

Разведанные запасы газа в стране оцениваются в 62 млрд. м³. Газ добывается на месторождениях Мурбан и Бу-Хаза и на подводных месторождениях Умм-Шейф и Мубарраз. Большое количество газа не утилизируется, сжигается в факелах. В 1976 г. был сдан в эксплуатацию первый в мире танкер со сферическим алюминиевым резервуаром, предназначенный для перевозки сжиженного природного газа из Абу-Даби в Токио. Он имеет длину 293 м и скорость 37 км/ч.

В Абу-Даби имеются два крупных порта — Джебел-Дхана и на о-ве Дас. Недавно в Абу-Даби сдан в эксплуатацию первый в стране нефтеперерабатывающий завод мощностью 750 тыс. т в год. Производимые этим заводом нефтепродукты полностью удовлетворяют потребности всех семи княжеств, входящих в ОАЭ.

ИНДИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Индия обладает значительными, но до сих пор недостаточно разведанными запасами ископаемых энергоносителей и гидроэнергии. Особенно велики запасы угля.

В первой половине 50-х годов 75% всей энергии в Индии вырабатывалось за счет сжигания отходов сельского хозяйства. В послевоенные годы в энергетическом хозяйстве страны произошли существенные положительные изменения: увеличились масштабы поисково-разведочных работ и возрастают разведанные запасы первичных источников энергии. Основой энергетического баланса теперь является уголь. Доля его в 1970 г. в общем энергетическом балансе страны составляла 70%. К началу 1976 г. разведанные запасы угля в Индии составляли около 115 млрд. т.

Основные угольные месторождения страны сосредоточены в штатах Бихор, Западной Бенгалии, Мадхья-Прадеш и Андра-Прадеш. Не менее крупные месторождения угля имеются в северо-восточной части страны, вдоль долин рек Домадар, Маханади, Годавари и Варха. Здесь добывается основная часть угля страны.

Крупнейшее месторождение этого региона — Джария, находящееся в 270 км к западу от г. Калькутты, дает 40% общей добычи угля в Индии. Уголь хорошего качества. Из 25 пластов, известных на этом месторождении, разрабатывается 10, мощность их от 8,4 до 15 м. Общие запасы угля до глубины 600 м оцениваются приблизительно в 12 млрд. т, из них более 2 млрд. т коксующихся углей.

Второе по запасам и размерам добычи месторождение — Ранигандж-ское, находится около г. Асансол, в 200 км к северо-западу от г. Калькутты. Запасы этого месторождения до глубины 600 м оцениваются в 13 млрд. т, из которых 0,25 млрд. т составляют коксующиеся угли. Уголь хорошего качества с теплотой сгорания от 6000 до 7600 ккал/кг.

Месторождение Бокаро по запасам и размерам добычи (10% общей добычи угля в стране) занимает третье место. Уголь хорошего качества, с малым содержанием влаги и небольшим количеством серы (0,4%). Теплота сгорания его — более 6600 ккал/кг. Запасы угля здесь оцениваются приблизительно в 800 млн. т, из них пригодных к коксованию 315 млн. т. Месторождение разрабатывается открытым способом.

Месторождение Карантур расположено к западу от месторождения Бокаро. Оно делится на две части — Северный Карантур и Южный Карантур. Мощность пластов различна — от 1,2 до 25 м. Уголь содержит более 30% золы, до 4% влаги, 0,7—0,9% серы. Теплота сгорания 6500—6600 ккал/кг. Угли коксуются. Запасы 750 млн. т.

К северу от месторождения Джария эксплуатируется месторождение Гиридих. Здесь добывается уголь высокого качества, но запасы его незначительны. Разрабатывается ряд других более мелких месторождений (Тандур, Чанда, Састи, Корба, Талчир, Аркота, Метка и др.). В настоящее время в стране насчитывается 80 угольных месторождений.

В 1971—1973 гг. правительство Индии национализировало угольную промышленность. Лишь небольшое количество шахт осталось в частном владении. Угольные шахты в Индии небольшие, производительность труда шахтеров невысокая — 0,5 т на шахтера за смену. Примерно около 80% угля в стране добывается открытым способом. Уровень добычи угля в Индии невелик, характеризуется следующими данными (в млн. т):

1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
32,8	52,6	69,4	75,7	75,0	76,4	86,0	98,0

Новый пятилетний план (1974—1979 гг.) предусматривает довести добычу угля в стране к 1979 г. до 125 млн. т, из них 111 млн. т на государственных шахтах, остальное на шахтах частных компаний. Доля открытой добычи в настоящее время составляет 26% общей добычи угля. Предполагается, что к 1985 г. она увеличится до 40%.

Техническое оснащение угольной промышленности постепенно совершенствуется благодаря помощи Советского Союза и Польши. Еще в 1937 г. в Индии ставился вопрос о национализации угольной промышленности, но тогда это мероприятие было признано «преждевременным». В 1971 г. некоторые иностранные компании стали вывозить оборудование с шахт. Это ускорило национализацию угольной промышленности. В мае 1971 г. было национализировано 214 шахт и в январе 1972 г. — 464 шахты. После национализации мелкие малопроизводительные шахты были закрыты, остальные объединены в 70 крупных рудников. Несмотря на низкий уровень душевого потребления энергии, в стране не хватает угля отечественной добычи. Индия уголь импортирует.

Нефть и газ

В настоящее время доля нефти в топливно-энергетическом балансе Индии составляет 25%. Однако страна неуклонно стремится совершенствовать свой энергетический баланс в сторону увеличения в нем доли нефти и газа. Индия ежегодно импортирует около 20 млн. т нефти и нефтепродуктов. Правительство Индии прилагает большие усилия, чтобы сократить импорт нефти до минимума и увеличить добычу ее в своей стране.

Поиски нефти в Индии были начаты в 1867 г., когда было открыто первое нефтяное месторождение Дигбой в Ассамском нефтегазоносном бассейне. Иностранные фирмы («Шелл», «Стандард ойл оф Нью-Джерси», «Эссо», «Калтекс» и др.) быстро овладели нефтяным рынком страны, не проявляя интереса к увеличению добычи нефти, а предпочитая торговать там своими нефтепродуктами.

В 1947 г. Индия в результате народно-освободительного движения добилась государственной независимости. Добыча нефти в стране к этому времени составляла лишь 400 тыс. т в год, а годовое потребление нефтепродуктов —

3 млн. т (1948 г.). В стране имелось лишь одно нефтяное месторождение — Дигбой. После получения Индией независимости иностранные нефтяные компании, работавшие в ее нефтяной промышленности («Ассам ойл», «Бирма ойл»), прекратили буровые работы и заняли выжидательную позицию. Буровые работы возобновились только в 1951 г. с появлением компании «Стандард вакуум ойл». Началось поисковое бурение в Западной Бенгалии, а затем в других районах страны. В 1953 г. промышленная нефть была обнаружена на месторождении Нахоркатия (Ассамский бассейн).

До 1956 г. поиски нефти в Индии проводились только иностранными компаниями и лишь в пределах Западной Бенгалии и Ассама. После получения Индией государственной независимости в стране было создано министерство природных ресурсов. Политика его была направлена на создание национальной нефтяной промышленности.

В конце 1955 г. правительство Индии обратилось к Советскому Союзу и другим социалистическим странам за помощью в организации поисково-разведочных работ на нефть и газ. Советские специалисты в марте 1956 г. представили индийскому правительству доклад о перспективах создания национальной нефтяной промышленности, о направлении и объемах поисково-разведочных работ.

План советских специалистов в августе 1956 г. был принят индийским парламентом. Директорат нефти и газа был преобразован в Государственную комиссию по нефти и газу при министерстве природных ресурсов. Эту дату — август 1956 г. — следует считать началом создания национальной государственной нефтяной промышленности Индии. В 1958 г. было открыто Камбейское газовое месторождение, а в 1960 г. — крупное Анклешварское газонефтяное месторождение (Камбейский бассейн); эти открытия подтвердили предположение советских специалистов о нефтеносности Камбейского бассейна. Дальнейшие поисковые работы привели к открытию ряда новых месторождений нефти — Навагам, Калол, Косамба, Рудрасагар.

Добыча нефти в Индии в настоящее время в основном производится в двух бассейнах — Ассамском и Камбейском. Поисково-разведочные работы, кроме указанных выше районов, проводятся в восточной части Пенджабского бассейна и на юге Камбейского бассейна в Аравийском море, в 180 км к северо-западу от Бомбея. Две американские компании ведут поиски нефти в Бенгальском заливе и в заливе Кач. Недавно в Индии было обнаружено два новых нефтяных месторождения в Камбейском заливе, западнее Бомбея. Здесь приступили к бурению новых скважин. Новое морское нефтяное месторождение на Бомбейском своде в 1980 г. будет давать более 10 млн. т нефти в год.

Фирме «Ассам ойл» принадлежит месторождение Дигбой, которое эксплуатируется более 70 лет и дает 100 тыс. т нефти в год, а фирме «Ойл Индия» — два месторождения, которые дают примерно половину общей добычи нефти в стране. В районе Ассама Государственная комиссия по нефти и газу эксплуатирует три месторождения — Лаква, Рудрасагар и Гелеки. В районе Гуджарате (западное побережье) добычу нефти ведет только Государственная комиссия по нефти и газу. Она добывает нефть и на месторождениях Калол и Навагам.

В 1973 г. Индия и Ирак подписали соглашение о совместном проведении нефтеразведочных работ и добычи нефти на территории Ирака. Находясь в тя-

желом финансовом положении, нуждаясь в средствах для развития экономики страны, доведенной в течение длительного колониального господства Великобритании до полного упадка, правительство Индии вынуждено было пойти на временные уступки. В ноябре 1959 г. оно опубликовало «Положение о нефти и газе», которое открывало доступ иностранным нефтяным компаниям к поискам и эксплуатации новых нефтяных месторождений. Было заключено соглашение с итальянской государственной компанией «ЭНИ», французскими и англо-американскими компаниями.

Одновременно Государственная комиссия по нефти и газу продолжала успешно развивать свою деятельность, получая большую поддержку и помощь со стороны Советского Союза. В результате этой деятельности доказанные запасы нефти и конденсата в Индии непрерывно увеличивались и к 1976 г. превысили 125 млн. т (в 1938 г. — 5 млн. т). Увеличивается и добыча нефти, о чем свидетельствуют следующие данные (в тыс. т):

1935 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.
278	315	254	440	6800	7500	8300

В 1978—1979 гг. добыча нефти возрастет до 12 млн. т в год, в 1980 г. — до 15 млн. т и в 2000 г. — до 40 млн. т.

Нынешний уровень добычи нефти не удовлетворяет потребностей страны; примерно 70% потребляемой нефти Индия импортирует (в 1974 г. — 17 млн. т нефти и 3 млн. т нефтепродуктов).

Раньше иностранным компаниям не разрешалось проводить поиски нефти на морских площадях Индии. В 1974 г. они получили это право (за исключением поисков в районе Бомбейского поднятия и в Аравийском море). В настоящее время весь континентальный шельф Индии разделен на 10 площадей. Несколько иностранных фирм владеют правом на поиски нефти в бассейне Кач и в Бенгальском бассейне. Работы были начаты в 1975 г.

Привлечение иностранного капитала к поискам нефти на площадях индийского шельфа предусматривает следующие условия: после 11 лет все хозяйство иностранных компаний переходит в собственность Индии. В случае открытия нефти иностранные компании получают право на 40% добываемой нефти, остальные 60% делятся на началах 35 : 65 в пользу Индии.

В последние годы в Индии с каждым годом увеличивается фронт поисково-разведочных работ. Ими охвачены районы: Камбейский, Ассамский, Раджастанский, Качский, Бенгальский, Гангский, Пенджабский, Каверийский и Годаварийский. Поисковое бурение начато в районе Трипура и возобновлено в Пенджабе.

Наиболее перспективным районом континентального шельфа Индии является — Камбейский залив Аравийского моря, где поисково-разведочные работы были начаты в 1970 г. и привели к открытию двух нефтяных месторождений. В ближайшее время предполагается начать разведочное бурение в Полкском проливе. Разведочное бурение в Камбейском заливе проводится Государственной комиссией по нефти и газу и ее партнерами — иностранными фирмами. Доля Индии в этой совместной разведке составляет примерно 35%.

В результате национализации, осуществленной в 1976—1977 гг., все нефтеперерабатывающие заводы за исключением небольшого завода в г. Дигбой, принадлежащего «Ассам ойл», перешли в собственность государства.

Установленные запасы природного газа в Индии оцениваются приблизительно в 67 млрд. м³. В настоящее время в стране эксплуатируется восемь газовых и газонефтяных месторождений: Рудрасагар, Лаква (Ассамский бассейн), Катана, Сананд, Кади, Косамба, Бекрол и Вавель (Камбейский бассейн). Добыча газа в стране составляет около 1,8 млрд. м³ в год.

Нефтеперерабатывающая промышленность. К моменту получения государственной независимости (1947 г.). Индия имела лишь один небольшой нефтеперерабатывающий завод в Ассаме мощностью 0,5 млн. т сырья в год. Готовые нефтепродукты в Индию поставляли иностранные компании. Не в их интересах было создавать в стране нефтеперерабатывающую базу. В настоящее время Индия имеет 10 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 28 млн. т в год (в Бомбее, Висакхапатнаме, Гаухати, Барауни, Копали, Кочине, Мадрасе, Халдии, Дигбое). В 1975 г. в стране было переработано 23 млн. т нефти. К 1978 г. производственная мощность нефтеперерабатывающих заводов Индии будет доведена до 43 млн. т в год.

В настоящее время идет строительство двух нефтеперерабатывающих заводов в городах Бонгаигаон (штат Ассам) и Матхура (Уттар — Прадеш). Последние два завода будут перерабатывать импортную нефть. Завод в Матхуре строится с помощью СССР (мощность 6 млн. т в год), в Халдии — с помощью Румынии и Франции (мощность 2,5 млн. т в год), в Бонгаигаоне — собственными силами (мощность 1 млн. т в год).

В настоящее время Индия производит на своих заводах все основные нефтепродукты вплоть до смазочных масел. С 1970 г. правительство установило государственный контроль над производством нефтепродуктов всеми предприятиями страны, независимо от их принадлежности. Теперь производство нефтепродуктов и их ассортимент регулируются правительством в зависимости от потребления их в стране, которое увеличивается с каждым годом, достигнув в настоящее время 25—26 млн. т в год (против 2,2 млн. т в 1947 г.). В 1975 г. Индия импортировала 14 млн. т нефти и 3 млн. т нефтепродуктов. Реализацией нефтепродуктов в Индии занимается государство, которое руководит деятельностью всех отраслей нефтяного хозяйства, начиная от поисков нефти и кончая хранением, реализацией и транспортом нефтяных грузов.

В стране существуют две государственных нефтеперерабатывающих компании — «Индиэн ойл корпор» и «Бхарат рифайнериз» и одна компания с участием индийского правительства. В 1975 г. производство нефтепродуктов в Индии на 95% контролировалось государственными компаниями.

В Индии создается сеть нефтепроводов и продуктопроводов. Первый трубопровод (425 км) был построен для перекачки 1 млн. т нефтепродуктов с завода Гаухати до железнодорожной станции Силигури.

Нефтяные промыслы Дигбоя и Нахоркатии связаны трубопроводами с заводами Гаухати и Барауни. Существуют нефтепроводы от Калькутты до Барауни протяженностью 1200 км, от Барауни до Каннура, от завода в Гуджарате до Ахмедабада и от месторождений Анклешвар и Калол до завода в Гуджарате. Предполагается строительство нефтепровода протяженностью 110 км от Дели до завода в г. Колли.

В настоящее время ведется строительство крупного нефтепровода Салая — Колли — Матхура общей протяженностью 1222 км, по которому импортная нефть из Салаи будет поступать на заводы в города Колли и Матхура. Первая очередь его (длиной 275 км) свяжет Салаю с Вирамгамом, а ответвление от него до Колли (длиной 141 км) будет закончено в 1977—1978 гг. Вторая очередь от Вирамгама до Матхуры протяженностью 815 км, диаметром 600 мм будет закончена в конце 1979 г. Мощность первой очереди 10 млн. т,затем будет доведена до 15 млн. т в год. Общая протяженность магистральных действующих и строящихся нефте- и продуктопроводов Индии составляет около 4200 км.

В Индии закладываются основы собственного нефтеналивного флота. В настоящее время в стране имеется пять нефтеналивных танкеров общей емкостью около 95 тыс. т. Однако около 70% нефтяных грузов транспортируется иностранными компаниями, которые используют свои танкеры.

Большую роль в нефтяной промышленности Индии по-прежнему играют иностранные компании — англо-голландская «Бирма Шелл», американские «Экссон» и «Калтекс». Правительство Индии старается постепенно освободиться от их влияния. Так, в марте 1974 г. было национализировано 74% акций индийского филиала компании «Экссон».

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетический потенциал Индии оценивается в 40 тыс. МВт, что может обеспечить получение 210 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. К настоящему времени гидроэнергетический потенциал страны почти полностью освоен. Не используются лишь гидроресурсы Северо-Восточных районов страны, которые предполагается освоить в ближайшие годы. Установленная мощность электростанций страны составила в 1975 г. 22 млн. кВт, а выработка электроэнергии в том же году 86 млрд. кВт·ч. Душевое потребление электроэнергии незначительно, но резко увеличилось за последние годы. Оно составило (в кВт·ч на 1 человека в год): в 1950 г. — 18, в 1960 г. — 38, в 1974 г. — 113; к концу 1979 г. составит приблизительно 185.

Запасы урановой руды в Индии (по содержанию U_3O_8 в настоящее время оцениваются в 80 тыс. т. Они сосредоточены в штатах Бихар и Раджастхан.

Первая в Индии АЭС мощностью 400 МВт в 90 км от г. Бомбея сдана в эксплуатацию в 1969 г., вторая АЭС в Равна-Пратап-Сагере мощностью также 400 МВт сдана в 1970 г. и третья в Калпаккаме (в 56 км к югу от Мадраса) той же мощности будет построена в 1977 г. К 1980 г. намечено довести общую мощность АЭС до 2000 МВт.

Общее потребление энергии в Индии в 1970 г. составляло 377 млн. т у. т. Предполагается, что к 1983 г. оно достигнет 600 млн. т у. т. и к 1990 г. возрастет до 900 млн. т у. т. Структура энергетического баланса в стране в настоящее время такова (в %): уголь — 70, нефть — 25, гидро- и атомная энергия — 5.

ИНДОНЕЗИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

В течение трех с половиной веков Индонезия была колонией Нидерландов и не имела возможности исследовать свои природные богатства. Колонизаторы интересовались лишь полезными ископаемыми, нужными их стране, поэтому обсто-

ятельных данных об энергетических ресурсах Индонезии нет. Известно лишь, что запасы угля в стране составляют в настоящее время 875 млн. т, из которых 480 млн. т коксующегося. Основное богатство Индонезии — нефть. Разведанные запасы нефти в стране на 1 января 1975 г. оценивались в 1633 млн. т. Основные нефтедобывающие районы Индонезии расположены на островах Суматра (Палембанг и Джамбы), Ява (Рембанг), Калимантан (Балик — Паппана и Самаринда), Таракан и Серам. Имеются промышленные залежи нефти и в Западном Ириане. Наибольшая часть нефти добывается на о-ве Суматра на месторождениях Минас и Лирик и на о-ве Ява на месторождениях Рембанг и Сурабая.

Промышленные залежи нефти на о-ве Суматра были обнаружены в конце 80-х годов. В 1890 г. было создано «Королевское нидерландское общество для эксплуатации нефтяных источников в нидерландской Индии» (позже переименовано в «Ройял датч компани»). В 90-х годах на острове появилась американская компания «Стандард ойл». Началась ожесточенная борьба за нефть Суматры. Чтобы вытеснить американцев с острова, Нидерланды издали закон, по которому право на разработку нефтяных месторождений Индонезии предоставлялось только голландским подданным. США в качестве ответной меры отозвали с Суматры всех своих специалистов-нефтяников, работавших в голландских фирмах. Тогда голландцы обратились за помощью к России. Из Баку на Суматру были посланы опытные буровики и нефтепереработчики. Деятельность русских нефтяников на Суматре была успешной. Они бурили для голландцев нефтяные скважины и построили им нефтеперерабатывающий завод в Палембанге.

Англия и США внимательно наблюдали за деятельностью нефтяных компаний Нидерландов на Суматре и Яве, искали благоприятного случая принять участие в разработке там нефтяных месторождений. Англии это удалось сделать раньше, чем США.

В 1899 г. англичане организовали «Англо-голландское общество для добывания нефти», которое развернуло активную деятельность на Суматре, Яве и Мадуре. В 1907 г. англо-голландские компании «Ройял датч—шелл» и «Шелл транспорт энд трейдинг компани» объединились для борьбы с американской компанией «Стандард ойл».

Только в 1912 г. в Индонезии появилась компания США (ныне известная под названием «Стандард вакуум». Накануне второй мировой войны на долю США приходилось около 40% общей добычи нефти в Индонезии. Они владели крупными нефтяными месторождениями Таланг-Акар-Пендопо и Сетити. В это время в нефтяной промышленности Индонезии господствовали три крупные иностранные компании: «Калтекс», «Станвак» и «Шелл Индонезиа».

В 1942 г. нефтяная промышленность Индонезии была захвачена Японией. Увеличить добычу нефти японцам не удалось. В 1945 г. они добывали там (на о. Калимантан) лишь 854 тыс. т нефти.

После окончания войны США усилили свои позиции в нефтяной промышленности Индонезии: если в 1937 г. доля их в общей добыче нефти страны составляла около 30%, то в 1969 г. им принадлежало около 90% нефти, добываемой в Индонезии, в том числе 70% приходилось на долю компаний «Калтекс» и «Станвак». Эти компании работают по старым, более выгодным для них договорам. Они выплачивают правительству Индонезии 60% чистых доходов от

добычи нефти (исключая издержки на добычу) и при этом получают большие прибыли, так как затраты на добычу нефти в Индонезии в 13 раз меньше, чем в США. Кроме того, индонезийская нефть высокого качества с очень небольшим содержанием серы (0,1—0,2%).

Основной нефтедобывающий район Индонезии — о-в Суматра. Здесь разрабатывается компанией «Калтекс» одно из крупнейших нефтяных месторождений мира — Минас, запасы которого оцениваются в 1360 млн. т. Оно дает более 45 млн. т нефти в год. В шельфе Северной Суматры и в районе Восточного Калимантана ведут добычу нефти японские фирмы. Там же работает и французская компания «КПФ». Добыча нефти идет и на морских месторождениях: Рама, Нора, Аттака, Китти, Зельда, Джита, Мелахин и Кернидинган.

В 1975 г. морская добыча нефти в Индонезии составила 10 млн. т. Она осуществляется в основном в районах континентального шельфа: в акваториях у северо-западного побережья о-ва Ява, в северной части Зондского пролива (месторождение Аттака, дающее 5 млн. т в год), к северо-востоку от месторождения Аттака (8 подводных месторождений).

Несмотря на длительную деятельность многих голландских, английских и американских компаний, добыча нефти в Индонезии развивалась медленно, что подтверждается следующими данными (в тыс. т):

1893 г.	1900 г.	1905 г.	1910 г.	1920 г.	1930 г.	1940 г.
75	302	1604	1496	2321	5633	7939

Почти за полвека разработки нефтяных месторождений добыча нефти достигла всего 8 млн. т в год.

В августе 1945 г. Индонезия добилась государственной независимости, но отсутствие средств и национальных кадров не позволили ей освободиться от ига иностранных нефтяных монополий, которые продолжали оставаться фактическими хозяевами ее нефтяных ресурсов. Однако правительство Индонезии стремится к ограничению деятельности иностранного капитала. За период 1957—1962 гг. в стране были созданы три нефтяные национальные компании — «Пертамин», «Пермина» и «Перминган». Каждая из них занималась разработкой нефтяных месторождений в определенном районе.

В 1951 г. правительство Индонезии приняло решение о прекращении сдачи нефтеносных площадей в концессию и ввело ряд ограничений для уже действующих в стране иностранных компаний.

В 1959 г. были национализированы все голландские предприятия, но деятельность других иностранных компаний продолжалась. В качестве ответной меры иностранные компании искусственно создали в стране «нефтяной голод» и потребовали для себя привилегий. Атаки иностранных фирм были отбиты. Советский Союз и Румыния помогли Индонезии в организации национальной нефтяной промышленности. Правительство Индонезии постепенно брало под свой контроль национальную экономику. Шло решительное наступление на иностранные монополии.

В конце 1960 г. в Индонезии был принят закон, который объявил все запасы нефти и газа в стране государственной собственностью. Государственной компании «Пермина» предоставлялось право самостоятельно вести все операции в нефтяной промышленности. С разрешения правительства «Пермина» имела право привлекать иностранные компании к деятельности в нефтяной

промышленности только в роли подрядчиков. «Пермина» начала самостоятельно добывать нефть на Северной Суматре, а в 1963 г. бурить скважины в районе Аче. В 1964 г. правительство Индонезии передало государственной национальной компании торговлю нефтепродуктами на внутреннем рынке, изъяв эти операции у иностранных компаний. Затем последовал более решительный шаг — в марте 1965 г. правительство приняло закон о национализации нефтяной промышленности.

Однако в настоящее время вся перспективная в отношении нефтеносности территория Индонезии снова оказалась в руках иностранного капитала. Особенно сильны позиции в нефтяной промышленности Индонезии американских компаний. Из 75 иностранных компаний, работающих в настоящее время в этой стране, на долю 19 компаний США приходится 80% всех иностранных капиталовложений в добычу нефти. Государственная нефтяная компания «Пертамина» широко открыла двери иностранному капиталу. Фактически она превратилась в акционерное общество по разработке нефтяных ресурсов страны и ее доля в общем объеме нефтедобычи теперь снизилась до 10% [1].

Добыча нефти в Индонезии в послевоенные годы развивалась следующим образом (в млн. т):

1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
11,8	20,5	24,0	42,1	68,0

Из 68 млн. т, добытых в 1975 г., 90% нефти приходилось на долю американских компаний, а на долю государственной нефтяной компании Индонезии «Пертамина» лишь немногим более 5 млн. т.

Основная масса индонезийской нефти экспортируется (70% — в Японию и 25% — в США). В то же время Индонезия ежегодно ввозит в страну 2,5 млн. т нефти. Объясняется это тем, что компания «Калтекс», добывающая основную часть нефти в стране, не имеет ни одного завода и вывозит нефть из страны. Нефтеперерабатывающие заводы принадлежат компании «Шелл», которая предпочитает некоторую часть нефти импортировать.

В 1976 г. в Индонезии были введены новые условия раздела доходов от нефтедобычи. Теперь доля Индонезии в общем объеме нефти, добываемой иностранными компаниями, возрастет с 40 до 85%. Изменились и условия контрактов с иностранными компаниями. Раньше 40% добываемой нефти передавалось им в качестве компенсации их расходов на разведку и добычу нефти, а 60% делилось между государственной компанией «Петромина» и иностранными компаниями в соотношении 65 : 35. Но с января 1976 г. доля иностранных компаний сокращена до 85 : 15 в пользу «Пертамина».

В настоящее время в стране эксплуатируется примерно 270 нефтяных месторождений, 50 из них разрабатывается более 40 лет. До недавних пор вся нефть в Индонезии добывалась на материковых месторождениях островов Суматра, Калимантан и Ява. В настоящее время большое внимание уделяется поискам и освоению морских месторождений, открытых в проливах Малакка и Макасар, а также в Яванском море [2]. Первое морское нефтяное месторождение Синта было открыто в 1969 г. в Яванском море, позднее здесь же были открыты

---

[1] «Petrol. Int.», 1974, v. 14, No. 7, p. 28—30.
[2] «Petrol. and Petrochem. Int.», 1972, v. 12, No. 7, p. 42.

месторождения Зельда, Нора, Арджуна и др., на шельфе Восточного Калимантана — Аттака, Сепинган, Малахин и Бекапай. По предварительным данным, общие запасы нефти на морских месторождениях Индонезии превышают запасы ее на материке.

Индонезия имеет свою нефтеперерабатывающую базу. Нефтеперерабатывающие заводы расположены в Планджу и Сунгей Шеронг (о-в Суматра), Баликпапане (о-в Калимантан), Чепу и Ванокрольде (о-в Ява). Общая мощность нефтеперерабатывающих заводов страны в 1975 г. превышала 20 млн. т нефти в год.

К концу 1977 г. будет закончено строительство нефтеперерабатывающего завода на о-ве Батаан, в его сооружении принимают участие японские компании. Первоначальная мощность завода 5 млн. т сырья в год к 1990 г. будет увеличена до 20 млн. т. В 1976 г. в Индонезии был сдан в эксплуатацию нефтеперерабатывающий завод в районе г. Чилачап (о-в Ява). Рядом с этим заводом (на побережье Индийского океана) будет построен порт, который будет принимать танкеры дедвейтом до 135 тыс. т.

В 1975 г. в Индонезии завершено строительство крупного морского порта в 75 км к северо-востоку от Касима.

С 1965 по 1975 гг. в Индонезии построено 1182 км нефтепроводов.

С 1965 г. розничная торговля нефтепродуктами в стране сосредоточена в ведении государственной компании «Пертамина».

Индонезия экспортирует готовые нефтепродукты, главным образом мазут и дизельное топливо.

Газ

Разведанные запасы газа в стране составляют 425 млрд. т. По данным на 1975 г. газ в Индонезии добывался на 33 месторождениях о-ва Суматры и Восточного Калимантана в количестве около 5,7 млрд. м³ в год. В 1976 г. компанией «Филиппс петролеум» было обнаружено газоконденсатное месторождение в южной части о-ва Салавати. Длительное время газ почти полностью сжигался в факелах. В 1977 г. будет построен завод по сжижению газа.

Японские компании вместе с индонезийской компанией приступили к сооружению газопровода протяженностью 260 км, пропускной способностью 6,8 млн. м³ газа в сутки. Он протянется от района подводного газового месторождения Арджуно до металлургического завода, расположенного к западу от Джакарты.

У северо-западного побережья о-ва Ява закончено строительство нефтегазового комплекса, строятся установки по сжижению газа. Первая очередь была готова в 1976 г. Комплекс по сжижению газа будет производить 4,8 тыс. м³ газа в сутки. Заключены долгосрочные соглашения с Японией и США на поставку газа с 1978 г. (в основном с Арунского месторождения).

ИРАК

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Достоверные сведения о запасах полезных ископаемых Ирака и, в частности, об его энергетических ресурсах отсутствуют; исключение составляют лишь данные о нефти, известной здесь с глубокой древности.

Нефть

Разведанные запасы нефти в Ираке в 1975 г. оценивались в 4,7 млрд. т. В стране известно более 30 нефтяных месторождений, из которых разрабатываются лишь наиболее крупные — Киркук, Джамбур, Бай-Хасан, Румейла, Северная Румейла, Зубейр и др.

Борьба между иностранными фирмами за иракскую нефть началась еще в начале текущего столетия и продолжается в настоящее время. Первыми иностранцами, проявившими интерес к иракской нефти, были немцы. В 1903 г. они получили право на строительство Багдадской железной дороги (в те годы территория нынешнего Ирака входила в состав Османской Империи). В 1904 г. турецкое правительство предоставило немецкому банку нефтяную концессию сроком на 40 лет. В эти же годы иракской нефтью заинтересовались французы и американцы. В 1911 г. англичане и немцы образовали совместную компанию, позже получившую название «Туркиш петролеум компани» («ТПК»). В 1914 г. «ТПК» получила от Турции нефтяную концессию.

Англия стремилась завладеть нефтяными ресурсами Ирака самостоятельно, без участия немецкого капитала. В 1914 г. «Англо-персидская компания» купила у «Туркиш петролеум» 50% акций, а через несколько месяцев она полностью захватила «ТПК», став безраздельным ее хозяином. В начале первой мировой войны Турция расторгла соглашение на английскую нефтяную концессию. Война окончилась поражением Турции. В августе 1920 г. Мосул — богатейший нефтяной район Месопотамии — был захвачен английскими войсками. Нефтяные богатства этого района снова оказались у Англии.

В 1920 г. Франция отказалась от своих претензий на Мосул и получила 25% участия в иракской нефтяной концессии, ранее принадлежавших Германии, за что предоставила право Англии проложить нефтепровод через Сирию. В этой сделке интересы США были игнорированы. США официально напомнили Англии и Франции о своих претензиях на иракскую нефть.

В 1922 г. договор, заключенный между Англией и Францией, был аннулирован. Американская компания «Стандард ойл» с разрешения Англии была допущена к участию в разработке нефтяных месторождений Ирака.

Добившись права на разработку нефтяных месторождений Ирака, США стали действовать более настойчиво, пользуясь слабостью молодого, только что созданного государства. В конце 1925 г. США при активной поддержке Англии добились решения Совета Лиги Наций о лишении Турции прав на богатый нефтяной район Мосул, который был включен в состав Ирака, а фактически отдан Англии.

В конце 1925 г. «ТПК» открыла в Ираке новое крупное нефтяное месторождение Киркук. Из-за отсутствия транспорта это месторождение не эксплуатировалось в течение многих лет. Позже недалеко от Киркука было открыто нефтяное месторождение Нафт-Хана, которое по той же причине долгое время не разрабатывалось. Консервация двух крупных нефтяных месторождений Ирака вполне устраивала США, которые имели возможность сбывать в этой стране свою нефть. Франция же была заинтересована в форсировании разработки нефтяных месторождений Ирака. Таким образом, даже после раздела иракской нефти противоречия между империалистическими странами в районе Ближнего Востока не были устранены.

До 1949 г. добыча нефти в Ираке развивалась медленно. На протяжении ряда лет разрабатывалось только одно месторождение — Киркук, с 1951 г. началась разработка месторождения Южная Румейла. Усилилось промысловое строительство и особенно сооружение нефтепроводов. Добыча нефти в стране начала увеличиваться (в тыс. т):

1927 г.	1930 г.	1935 г.	1940 г.	1945 г.	1950 г.	1956 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
45	122	3673	3240	4250	6600	31 313	48 000	64 600	75 600	111 300

В настоящее время государству принадлежит 80% общей добычи нефти в стране. Около 95% добываемой в Ираке нефти экспортируется в страны Западной Европы.

Долгое время «Ирак петролеум» занимала ведущее положение в нефтяной промышленности Ирака. Но после революции 1958 г. правительство Ирака начало постепенно ограничивать деятельность иностранных нефтяных монополий. Часть нефтяных концессий была ликвидирована.

В июне 1972 г. правительство Ирака национализировало собственность англо-американской нефтяной монополии «Ирак петролеум». На базе национализированных нефтяных промыслов в стране была создана Иракская государственная нефтяная компания. В ответ на это «ИПК» прибегла к экономическим санкциям. Была предпринята попытка лишить иракскую нефть возможностей сбыта. В стране возникли экономические трудности. Социалистические страны пришли на помощь Ираку, они стали покупать иракскую нефть. Убедившись в провале экономической блокады, «ИПК» встала на путь переговоров с правительством Ирака, которые закончились полной победой Ирака. Капиталистические страны начали покупать нефть. «ИПК» вынуждена была выплатить Ираку 171 млн. фунт. стерлингов за то, что она в течение длительного времени не разрабатывала 99,5% концессионной нефтяной площади. Кроме того, «ИПК» должна была отказаться от всех концессий в районе Мосула и продать Ираку участок нефтепровода, проходящего по территории Ливана. Позже правительство Ирака национализировало собственность компании «Шелл», которой принадлежало 23,7% акций в компании «Басра петролеум», а затем собственность компаний «Мобил» и «Экссон».

После национализации имущества иностранных нефтяных компаний Ирак сосредоточил свои усилия на поисково-разведочных и эксплуатационных работах на месторождении Северная Румейла. При помощи Советского Союза разработка этого месторождения была начата в апреле 1972 г. В первые годы добыча на месторождении составляла 7 млн. т нефти в год, в апреле 1974 г. с расширением нефтепромысла она увеличилась до 18 млн. т нефти в год, а в 1975 г. составляла уже 40—50 млн. т. Нефть этого промысла по нефтепроводу длиной 140 км передается в порт Фао (Персидский залив), откуда отправляется танкерами.

В настоящее время правительство Ирака контролирует 80% общей добычи нефти в стране, 83% всех нефтепроводов и 91% газопроводов. Советский Союз помогает Ираку в строительстве ряда важнейших энергетических объектов: гидроузла оз. Тартар — р. Евфрат, нефтеперерабатывающего завода в г. Мосул, нефтепровода Багдад — Басра, двух гидроэлектростанций и других объектов.

Нефтеперерабатывающая промышленность. До революции 1958 г. в Ираке имелось четыре нефтеперерабатывающих завода. Один из них был построен в Альванде в 1927 г. Этот старый завод с низким уровнем техники перерабатывал в год около 300 тыс. т нефти месторождения Нафт-Хана. Второй завод — в Муфтия (близ Басры) мощностью 181 тыс. т в год был построен в 1952 г. В 1955 г. в г. Кайяра (в 100 км от Мосула) был построен третий завод, который перерабатывал нефть одноименного месторождения. Четвертый завод — в Эд-Даура (вблизи Багдада) был сооружен в 1956 г.; его производительность — около 2 млн. т сырья в год позже была увеличена до 2,4 млн. т. Все эти заводы были национализированы.

В 1965 г. в эксплуатацию вступил новый завод в Басре мощностью 1,3 млн.т, а затем еще один завод близ Басры мощностью 1,5 млн. т в год. В 1975 г. в Басре с помощью Чехословакии был построен нефтеперерабатывающий завод (седьмой в стране). Он будет производить 3,5 млн. т различных нефтепродуктов в год.

Таким образом, общая мощность нефтеперерабатывающих заводов Ирака в настоящее время составляет 8,7 млн. т нефти в год. В ближайшие 5 лет ее предполагается увеличить до 35 млн. т в год.

Нефтяной транспорт.

В настоящее время Ирак располагает несколькими магистральными нефтепроводами. Примерно 25% иракской нефти экспортируется на танкерах из портов Персидского залива и 75% поступает по нефтепроводам к Средиземному морю в Триполи (Ливия) и Баниас (Сирия). Новые порты Персидского залива Фао и Хор-эль-Амайя имеют хорошую техническую оснащенность и могут одновременно принимать несколько танкеров с осадкой 10—12 м. Погрузка полностью автоматизирована. В 1977 г. пропускная способность порта Хор-эль-Амайя будет увеличена с 60 до 80 млн. т нефти в год. В 35 км к западу от этого порта заканчивается строительство глубоководного порта Хор-эль-Хавка пропускной способностью сначала 40, а затем 80 млн. т в год. Порт этот будет соединен с месторождением Румейла нефтепроводом и газопроводом.

В 1975 г. сдан в эксплуатацию нефтепровод, по которому нефть северных месторождений страны (в районе Хадита) будет подаваться к южному порту Фао на берегу Персидского залива, а нефть, добываемая на юге Ирака, — к средиземноморским портам Сирии и Ливана. Протяженность нефтепровода 810 км, мощность 48 млн. т в год в южном направлении и 44 млн. т в северном.

В 1977 —1978 гг. будет закончено строительство нефтепровода длиной 980 км, диаметром 1020 мм, пропускной способностью 25 млн. т в год (мощность затем предполагается значительно увеличить до 215 млн. т в год). Его строят Ирак и Турция. Это будет третий нефтепровод, по которому нефть месторождения Киркук будет транспортироваться до средиземноморского побережья. Нефтеналивной флот Ирака состоит из семи танкеров; шесть из них имеют грузоподъемность по 35 тыс. т каждый и один — 118 тыс. т; несколько танкеров находятся в стадии строительства.

Проектируется строительство глубоководного причала для танкеров близ порта Фао и нефтепровода от Хадиты (место пересечения Киркукского нефтепровода с р. Евфрат) до южных портов с целью транспортировки нефти северных месторождений через Персидский залив. Протяженность его составит несколько сотен километров. С 1975 г. нефть с промыслов Киркук перекачи-

вается по нефтепроводу, соединяющему север и юг страны. Длина нефтепровода 655 км, мощность 40 млн. т в год.

В настоящее время на территории Ирака имеются следующие магистральные нефтепроводы:

Нефтепровод	Год сдачи в эксплуатацию	Диаметр, мм	Протяженность, км
Киркук — Триполи	1934	300	852
Киркук — Триполи	1961	750—800	852
Киркук — Баниас	1952	750—800	888
Зубейр — Фао	1954	600	104
Зубейр — Фао	1961	750—800	104
Фао — Хор-эль-Амайя	1961	800	45
Ханакия — Багдад	1963	300	130
Киркук — Беджа	1963	400	130
Беджа — Багдад	1954	300	312
Киркук — Багдад	1966	450	320
Киркук — юг страны	1975	нет свед.	665

В связи с разработкой месторождений Румейла правительство Ирака построило новый 60-километровый нефтепровод до порта Фао. Кроме того, в 1977 г. вступят в строй нефтепроводы Румейла-Киркук. На этой трассе укладываются две параллельные нитки диаметром протяженностью по 650 км. Наличие этих нефтепроводов позволит Ираку экспортировать нефть с обоих месторождений через Средиземное море, а также через Персидский залив.

Кроме того, между СССР и Ираком подписано соглашение о строительстве нефтепровода Багдад — Басра протяженностью 585 км, производительностью 1 млн. т нефти в год. Этот нефтепровод вступит в эксплуатацию в 1977 г. Общая протяженность нефтепроводов Ирака составляет около 5 тыс. км.

Газ

В последние годы в Ираке начала создаваться и газовая промышленность. Иностранные нефтяные компании не уделяли внимания развитию добычи газа. Попутный газ не использовался, сжигался в факелах. Особенно увеличилось количество сжигаемого в факелах газа с расширением добычи нефти, а до 1957 г. попутный газ использовался только для собственных нужд нефтяных промыслов.

Разведанные ресурсы газа в Ираке до сих пор точно не определены, но по предварительным (1975 г.) оценкам составляют 779 млрд. м³. Девять основных крупных нефтяных месторождений страны дают одновременно и природный газ. Кроме того, обнаружено пять месторождений природного газа, которые пока не разрабатываются. Правительство Ирака принимает энергичные меры к использованию природного газа. Его начали применять на государственных тепловых электростанциях, но пока в незначительном количестве около 2 млн. м³ в сутки. Добыча газа в Ираке в 1975 г. составила 3,5 млрд. м³.

В Ираке имеется пять небольших газопроводов: Киркук — Т-49 (протяженность 674 км), Джамбур — Киркук (51 км), Бай-Хассан — Киркук (длина 32 км), Румейла — Басра (27 км) и две нитки по трассе Киркук — Багдад (298 км каждая). Кроме того, в 1974 г. вступила в строй первая очередь газопровода к Средиземному морю.

На месторождении Киркук имеется завод по производству серы из газа.

Он вырабатывает 120 тыс. т серы и 110 тыс. т серной кислоты в год. Там же находится завод по производству этилена мощностью 33 тыс. т в год. В 1968 г. в Таджи сдан в эксплуатацию завод по сжижению природного газа мощностью 15 тыс. т в год. Сжиженный газ используется для бытовых целей. Достигнуто соглашение с Турцией, по которому из Ирака в Турцию будет экспортироваться газ с месторождения Румейла. Газопровод Румейла — Стамбул будет иметь протяженность 2,3 тыс. км.

Между Ираком и Турцией подписано соглашение о совместной разработке иракского газового месторождения Киркук.

ИРАН

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Иран обладает большими энергетическими ресурсами. Особенно велики запасы угля и нефти.

Уголь

Общие запасы угля в Иране по данным 1975 г. оценивались более чем в 1 млрд. т. Вероятно, эти запасы не являются окончательными, так как угольные месторождения Ирана до настоящего времени разведаны слабо.

В Иране имеются три угольных района: Северный Эльбурс, Южный Эльбурс и центральная часть страны. Основные месторождения угля (более 30) расположены на севере страны, из них промышленное значение имеют лишь восемь месторождений, остальные содержат лигниты или бурый уголь низкого качества.

Добыча угля в районе Северного Эльбурса незначительна. Здесь разрабатывается месторождение Зираб. Оно имеет четыре продуктивных пласта мощностью от 0,1 до 1,2 м. Уголь содержит 38% золы и используется главным образом для бытовых целей.

В районе Южного Эльбурса имеются два крупных месторождения — Шахруд и Шемшек. На первом из них известно до 15 продуктивных пластов мощностью от 0,4 до 1,2 м. Угли высокого качества с содержанием золы 5—11%, серы 0,9% и влаги 1%, теплота сгорания 7200—8000 ккал/кг. На месторождении Шемшек штольнями разрабатываются четыре пласта; мощность их 0,5—1 м, иногда увеличивается до 1,5 м. Угли этого месторождения хорошего качества, пригодны к коксованию, содержат от 3 до 8% золы, теплота сгорания 7600—8200 ккал/кг.

В центральной части Ирана известны угольные месторождения в районе Керман и между Казганом и Исфаханом. Запасы угля в бассейне Керман оцениваются в 760 млн. т [1]. Мощность пластов 0,5—0,6, редко достигает 1 м. В южной части этого района штольней разрабатывается месторождение Ходжедк. Здесь эксплуатируются два пласта мощностью по 0,6 м. Уголь высокого качества, малозольный, теплота сгорания его около 7050 ккал/кг. Кроме того, в районе известны месторождения — Тотрадже, Дахруд, Нейзар, Дарбитхун, Бабнизу, Эшкем и др. Они мало изучены.

---

[1] «Clückauf», 1975, Nr, 20, S. 52.

Добыча угля в Иране незначительна. В настоящее время 50% общей добычи угля в стране дают три шахты бассейна Керман, которые принадлежат государственной компании «Ниско». В 1977 г. в восточной части пустыни Деште-Кевир обнаружено крупное месторождение каменного угля, запасы которого оцениваются примерно в 20 млрд. т.

Нефть

По запасам нефти Иран занимает третье место в капиталистическом мире (после Саудовской Аравии и Кувейта). Разведанные запасы нефти в Иране оцениваются (1975 г.) в 9234 млрд. т, что составляет 11,5% разведанных запасов нефти капиталистического мира и около 18% запасов стран Ближнего и Среднего Востока. Аборигены нынешнего Ирана были знакомы с нефтью еще в древние времена. Однако нефтяное дело развивалось в стране очень медленно.

Борьба между иностранными нефтяными компаниями за иранскую нефть началась еще накануне первой мировой войны и продолжается до сих пор.

В 1901 г. правительство Ирана предоставило большую нефтяную концессию англичанину д'Арси сроком на 60 лет, но вскоре передало ее другой компании. В 1909 г. была образована «Англо-Персидская нефтяная компания», переименованная в 1935 г. в «Англо-Иранскую нефтяную компанию» («АИНК»). С организации этой компании в Иране и началась промышленная добыча нефти. Накануне первой мировой войны (1913 г.) были сданы в эксплуатацию нефтеперерабатывающий завод в Абадане и первый в стране нефтепровод Месджеде—Солейман — Ахваз — о-в Абадан. Размеры добычи нефти в то время ограничивались мощностью абаданского завода и пропускной способностью нефтепровода к нему. В 1914 г. английский парламент по предложению У. Черчилля принял решение о приобретении акций «Англо-Персидской нефтяной компании» на сумму 3 млн. ф. ст. (из общей суммы стоимости акций 4 млн. ф. ст.). После этого деятельность «Англо-Персидской нефтяной компании» заметно оживилась и вышла за пределы Ирана. Накануне первой мировой войны «Англо-Персидская компания» являлась участницей 130 акционерных нефтяных обществ, добывавших нефть почти во всех частях мира, но особенно ревниво охраняла свои интересы в Иране.

США после окончания первой мировой войны настойчиво добивались участия в разработке иранских нефтяных месторождений. В конце 1921 г. компания «Стандард ойл» получила концессию на поиски и добычу нефти в пяти провинциях Ирана. В 1922 г. США предоставили Ирану заем в размере 10 млн. долл., а через год вторая американская компания «Синклер петролеум» получила в Иране нефтяные концессии в нескольких северных провинциях. В 1925 г. советское правительство заявило Ирану протест против предоставления этой концессии, площадь которой распространялась на районы, пограничные с Советским Союзом. Концессионный договор с компанией «Синклер» был расторгнут.

Советское правительство отказалось в пользу Ирана от всех неравноправных договоров, в свое время заключенных царской Россией. Эта благородная акция Советского Союза имела очень большое значение для Ирана; ему удалось тогда аннулировать ряд навязанных ему кабальных договоров с иностранными фирмами и принять некоторые меры, ограждавшие национальную промышлен-

ность от конкуренции европейских стран. Однако нефтяные ресурсы Ирана по-прежнему эксплуатировались крупными монополиями США и Англии, получавшими огромные прибыли при незначительных отчислениях Ирану.

После первой мировой войны «Англо-Персидская нефтяная компания» ежегодно получала от продажи иранской нефти 500 млн. долл., выплачивая Ирану всего 20 млн. долл. Эта компания чувствовала себя в Иране на положении хозяина, определяла внутреннюю и внешнюю политику страны. Неоднократные попытки Ирана договориться об увеличении суммы отчислений за концессии оставались безуспешными. В ноябре 1932 г. правительство Ирана приняло решение аннулировать концессию «Англо-Персидской нефтяной компании». Такая неожиданная акция вызвала тревогу в Англии. В ответ на решение иранского правительства Англия сконцентрировала военный флот около Абадана и обратилась за помощью в Совет Лиги Наций. После этого конфликта было заключено новое соглашение между правительством Ирана и «Англо-Персидской нефтяной компанией», по которому компания уплачивала иранскому правительству с каждой тонны нефти или нефтепродуктов, проданных на внутреннем или внешнем рынке, 4 шиллинга и 20% отчислений от чистой прибыли.

В годы второй мировой войны США снова предприняли попытку проникнуть в нефтяную промышленность Ирана, добиваясь получения там нефтяной концессии. Под натиском США в 1946 г. Англия подписала соглашение, по которому «АИНК» обязывалась продать США 20% нефти, добываемой в Иране. Но эта уступка не удовлетворила США. Между тем в Иране усиливались требования народа об использовании самой страной своих нефтяных ресурсов. В конце 1947 г. иранский меджлис под давлением общественного мнения принял решение о пересмотре договора с «АИНК», заключенного в 1933 г., а в апреле 1951 г. принял закон о национализации нефтяной промышленности. Для США создавалась благоприятная ситуация. Американские монополии стали захватывать позиции на мировом нефтяном рынке, ранее принадлежавшие английским компаниям. «АИНК» вынуждена была покупать нефть у американских фирм. Доля Англии в добыче нефти в Иране в 1951 г. снизилась до 30%, а доля США возросла до 55%, тогда как в 1933 г. соотношение было обратное. Потеря иранской нефти была тяжелым ударом для Англии.

Рост добычи нефти в Иране в период 1911—1950 гг. виден из следующих данных (в тыс. т):

1911 г.	1920 г.	1925 г.	1930 г.	1940 г.	1945 г.	1950 г.
30	1113	4625	6049	9300	17 112	32 256

Почти всю добываемую в Иране нефть «АИНК» вывозила на мировой рынок. На национализацию нефтяной промышленности английские и американские монополии в Иране ответили резким снижением добычи нефти (в 1951 г. она упала до 16,8 млн. т). В стране создалась напряженная обстановка. США воспользовались этим для еще большего закрепления своих позиций. В 1954 г. для разработки нефтяных месторождений Ирана был создан «Международный нефтяной консорциум» — «МНК» (официальное название «Ираниэн ойл партисипэнте Лтд»), в состав которого вошли следующие крупнейшие монополии: «Стандард ойл оф Нью-Джерси», «Мобил ойл», «Стандард ойл оф Калифорния», «Техас компани», «Галф ойл», (США), «Бритиш петролеум» (Англия), «Ройял

датч-шелл» (Англия и Нидерланды и «Компани франсез де петроль» (Франция), а позже еще девять «независимых» компаний США.

Консорциум получил право эксплуатировать нефтяные месторождения Ирана до 1979 г. на площади 250 тыс. км². Формально «МНК» добывает нефть для государственной нефтяной компании Ирана («ГНКИ»), а затем покупает ее у последней. Консорциум разрабатывает лишь 17 из 30 имеющихся под его контролем нефтяных месторождений. Основное из них — Ага-Джари дает примерно 34% общей добычи нефти в стране, Гачсаран — 18%, Хафт-Кель — 11%, Марун — 8%. Самостоятельно Иранская компания разрабатывает только два месторождения — Нафт-Шах и Альборз. Консервация нефтеносных площадей наносит большой ущерб Ирану. В то же время «МНК» является монопольным владельцем иранской нефти. На его долю приходится 92% общей добычи нефти в стране, остальные 8—10% — на долю «ГНКИ» и смешанных компаний, доля «ГНКИ» в которых составляет 50%. Наиболее крупные из смешанных компаний «Бушко» и «Амерада — Хесс» имеют участки в континентальном шельфе Персидского залива. «МНК» уплачивает «ГНКИ» 55% чистой прибыли и «ройалти» [1] в размере 12,5% от справочной цены.

Сначала Иран дал согласие «МНК» на продление концессий, срок которых истекает в 1979 г. а затем шах Ирана Мохамед Реза Пехлеви заявил, что Иран не будет продлевать срок договора с нефтяным консорциумом, так как этот договор «не обеспечивает интересов Ирана». С 1973 г. добыча нефти в стране полностью перешла под контроль правительства Ирана. Национализация нефтяной промышленности позволит Ирану не только увеличить добычу нефти (чему препятствовал «МНК»), но и продавать свою нефть Западной Европе и Японии без посредников. Иран обязуется в течение 20 лет обеспечивать иностранные компании — участниц консорциума своей нефтью, добываемой «МНК» на разрабатываемых им месторождениях, по цене не ниже, чем в других странах бассейна Персидского залива.

Финансирование всех операций передается «ГНКИ», которая самостоятельно будет определять размер капиталовложений и размеры добычи нефти. По достигнутому соглашению «МНК» будет оказывать техническую помощь и обеспечивать техническими кадрами нефтяную промышленность Ирана в течение 5 лет. С этой целью создана компания «Ираниэн ойл серфисез». Таким образом, теперь иностранные нефтяные компании, входящие в «МНК», будут играть роль подрядчиков и покупателей иранской нефти, а иранская государственная нефтяная компания будет самостоятельно эксплуатировать нефтяные месторождения (рис. 10).

Заключенное соглашение свидетельствует о крупном успехе Ирана в его борьбе с иностранными нефтяными монополиями, о дальнейшем ослаблении их позиций на Ближнем и Среднем Востоке.

Добыча нефти в Иране в период 1950—1975 гг. составила (в млн. т):

1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
32,2	51,7	92,4	190,0	254,0	293,0	301,0	268,7

Правительство Ирана поставило задачу неуклонно увеличивать добычу нефти в стране.

[1] Отчисление с добытой нефти.

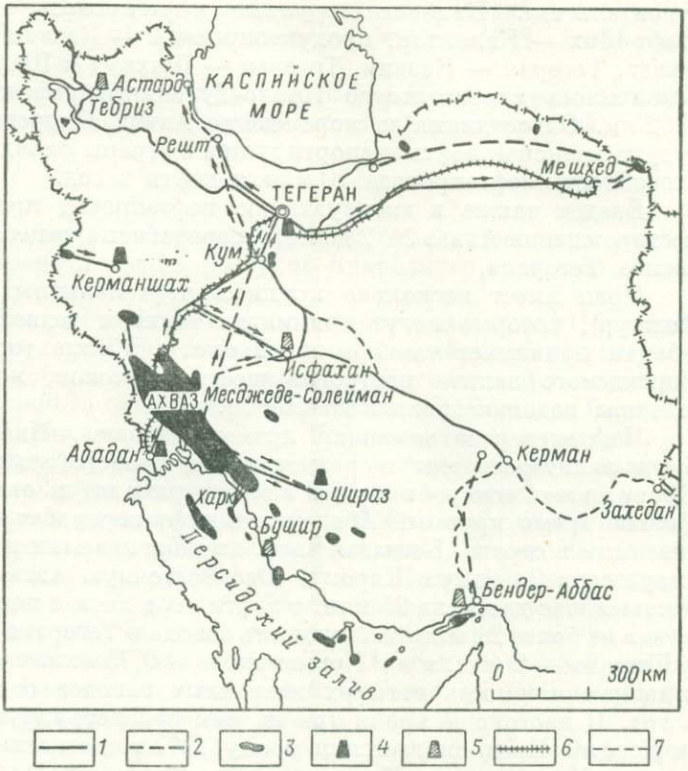


РИС. 10. МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА И ТРАНСПОРТНЫЕ ПУТИ ИРАНА

1 — нефтепроводы; *2* — газопроводы; *3* — месторождения нефти и природного газа; нефтеперерабатывающие заводы: *4* — действующие, *5* — строящиеся или проектируемые; железные дороги: *6* — действующие, *7* — строящиеся или проектируемые

В период 1975—1980 гг. в Иране предполагается построить 9287 км трубопроводов, из них 4734 км газопроводов, 10 нефтепродуктопроводов общей длиной 2825 км и два нефтепровода протяженностью 1728 км. Условия для этого вполне благоприятны. Как отмечалось выше, в стране имеются законсервированные «МНК» нефтеносные площади. Кроме того, в последние годы в Иране открыт ряд новых месторождений нефти: Рамшир, Раг-Сафид, Фарис, Дариус, Халафабад, Альборц, Аб-Теймур, Шедеган, Малех-Кух, Лаб-Сафид, Саркане и др. Насколько велико значение иранской нефти для капиталистических нефтяных монополий можно судить по масштабам непрерывно возрастающего экспорта нефти из Ирана (в млн. т):

1964 г.	1965 г.	1966 г.	1967 г.	1968 г.	1970 г.	1971 г.	1973 г.	1974 г.
64,4	73,3	84,8	107,3	117,6	145,5	197,5	261,1	265,7

В 1976 г. правительство Ирана заявило, что экспорт нефти будет ограничен на уровне 280 млн. т в год и что в течение ближайших 10 лет не будут заключаться новые соглашения на поставку газа.

Нефтяной транспорт. С 50-х годов в Иране заметно оживилась деятельность по сооружению трубопроводов. К 1974 г. в стране имелось около 8500 км трубопроводов (из них 3500 км нефтепроводы) и 3300 км находилось в процессе

строительства. Наиболее крупные нефтепроводы — Аль-борц — Тегеран и Нафт-Шах — Калантар, продуктопроводы — Казвин — о-в Харги, Абадан — Ахваз, Тегеран — Казвин, Тегеран — Шахруд и Шахруд — Мешхед. Недавно закончилось строительство Ирано-Турецкого нефтепровода протяженностью 1852 км. Он соединил месторождение Ахваз с турецким портом Искандерон, откуда иранская нефть экспортируется в страны Западной Европы. Пропускная способность нефтепровода 70 млн. т нефти в год.

Введен также в эксплуатацию нефтепровод протяженностью 750 км, от месторождения Ахваз № 2 до нефтеперерабатывающего завода, расположенного южнее Тегерана.

Иран имеет несколько крупных нефтеналивных портов (Харг, Бендер, Мешур), которые могут принимать танкеры дедвейтом до 500 тыс. т. Порт Абадан принимает танкеры до 16 тыс. т. Кроме того, в прибрежных водах Персидского залива построено шесть причалов, которые могут принимать танкеры водоизмещением до 50 тыс. т.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Иностранные монополии не были заинтересованы в развитии нефтеперерабатывающей промышленности Ирана; почти всю добываемую в этой стране нефть они направляли на экспорт. Долгое время крупный Абаданский нефтеперерабатывающий завод был единственным в стране. Большая часть вырабатываемых им нефтепродуктов экспортируется в Западную Европу, Юго-Восточную Азию и Австралию. Его мощность сейчас достигла 25 млн. т нефти в год хотя в последние годы он перерабатывал не более 21 млн. т. Мощность завода в Тегеране — 4,3 млн. т нефти в год, в Ширазе — 2 млн. т и в Керманшахе — 0,75 млн. т в год. В 1975 г. производственная мощность четырех названных заводов составляла 32 млн. т нефти в год. В настоящее время три из них реконструируются с целью увеличения мощности. Предполагается к концу 1977 г. довести мощность завода в Тегеране до 10 млн. т, а в Керманшахе до 4 млн. т нефти в год. После этого производственная мощность нефтеперерабатывающих заводов Ирана увеличится до 40 млн. т сырья в год.

В 1973 г. была образована новая компания «Иран-Америка рифайнинг энд маркетинг» для строительства нефтеперерабатывающего завода мощностью 25 млн. т нефти в год. В эту компанию на паритетных началах вошла и иранская национальная нефтяная компания. Продукция строящегося завода в основном предназначается для экспорта. Кроме того, в 1974 г. заключено соглашение с итальянской «ЭНИ» о строительстве нефтеперерабатывающего завода в Тебризе мощностью 4 млн. т сырья в год. Производство нефтепродуктов в стране в 1974 г. составило 28 млн. т.

Ведутся переговоры с западногерманскими компаниями о строительстве нефтеперерабатывающего завода мощностью 25 млн. т на о-ве Харг.

За последние годы Иран также заметно расширил деятельность в отношении производства нефтехимических товаров на имеющихся нефтехимических комбинатах в Шахпуре, Абадане, на о-ве Харг и в Ширазе. Расширить производственную базу нефтепереработки и нефтехимии позволяют увеличившиеся прибыли от нефтяной промышленности, которые возросли с 887 млн. долл. в 1964 г. до 2,4 млрд. долл. в 1972 г. Предполагается, что за период 1973—1983 гг. они составят около 176 млрд. долл.

Заметно увеличивается и потребление нефтепродуктов в Иране (в 1962 г. — 3,9 млн. т, в 1972 г. — 14,2 млн. т). Предполагается, что к 1978 г. оно возрастет до 21—22 млн.т в год.

По программе развития экономики Ирана на 1973—1978 гг. среднегодовой прирост потребления нефтепродуктов в стране составит приблизительно 13%.

Газ

Сравнительно недавно начавшимися поисково-разведочными работами на газ установлено наличие в Иране больших ресурсов природного газа (на начало 1975 г. — 10,6 трлн. м³).

Для энергетики страны газ не имеет практического значения. Попутный газ на нефтяных промыслах почти не утилизируется. Государственная газовая компания Ирана до 1966 г. сжигала его в факелах. В настоящее время используется не более 20% добываемого газа остальное сжигается в факелах. В стране газифицированы города Шираз, Ахваз, Абадан, Исфахан, Тегеран и др.

В 1958 г. было открыто конденсатно-газовое месторождение Сарадже, расположенное в 160 км к югу от Тегерана. В 1961 г. — нефтегазовое месторождение Пазанун с запасами газа 1,4 трлн. м³, в 1968 г. в 115 км к востоку от Мешхеда — крупное газовое месторождение Хангирен. Летом 1973 г. обнаружено крупное месторождение природного газа — Канган-1, разведанные запасы которого оцениваются в 2 трлн. м³. Месторождение расположено недалеко от побережья Персидского залива в условиях, благоприятных для экспорта газа. В 1974 г. в Персидском заливе вблизи г. Канган смешанной американо-японской компанией открыто крупное подводное газовое месторождение. Предполагается строить завод по сжижению газа [1].

В 1976 г. на северо-западе Ирана на Муганской равнине (вблизи границы с СССР) открыто новое крупное газовое месторождение, запасы которого оцениваются в несколько миллиардов кубометров.

В 1976 г. консорциум иностранных компаний (США, Японии, Норвегии и др.), в которых участвует и Иран, открыл крупное месторождение газа в иранской части Персидского залива, в 80 км от иранского побережья, на глубине 3,5 км под дном моря.

Большое значение для развития газовой промышленности Ирана имеет трансиранский газопровод. Построенные и строящиеся ответвления от него позволили Ирану подвести газ к пяти городам страны—Тегерану, Ширазу, Исфахану, Кашану и Куму. Общая протяженность пяти ответвлений около 500 км. Газопровод начинается на юге Ирана у Персидского залива, от нефтяных месторождений Ага-Джари (открыто в 1936 г.), Карандж и Марун, где добывается попутный газ, который до вступления в эксплуатацию газопровода почти полностью сжигался в факелах. В дальнейшем к этому газопроводу будет подключено еще несколько месторождений. С месторождения Марун 760 млн.м³ газа подается также на нефтеперерабатывающий завод в Абадане, а с месторождения Гач-Саран часть газа — на промышленные предприятия района Шираза.

---

[1] «Инженер-нефтяник», 1976, август, с. 30

В 1965 г. государственная иранская компания «Нэшнл ираниен гэс» подписала соглашение о поставках природного газа из месторождений на юге страны в Советский Союз. Протяженность газопровода для передачи этого газа 1100 км, производительность 10 млрд. м³ газа в год (с расчетом увеличения). Этот же газопровод снабжает газом Тегеран, Шираз, Исфахан, Кум и Кашан. Потребление газа в стране незначительно — в 1975 г. около 2 млрд. м³. Оно намного увеличится с освоением проектной мощности трансиранского газопровода. В 1976—1980 гг. будут построены вторая нитка трансиранского газопровода и еще четыре новых газопровода общей протяженностью 2433 км.

В начале 70-х годов в стране построено четыре завода по переработке газа (три завода в районе Ага-Джари, один в Маруне). Они производят около 1 млн. т жидких углеводородов в год.

Правительство Ирана принимает меры к развитию нефтехимического производства. Недавно иранская государственная газовая компания подписала соглашение с тремя компаниями (США, Бельгии и Франции) о создании комплекса по производству сжиженного природного газа для экспортирования его в США и Западную Европу. В этом комплексе (общей стоимостью около 6 млрд. долл). Ирану будут принадлежать 50% акций, остальные 50% — трем компаниям западных стран. Будут построены перевалочная база и 34 танкера для перевозки сжиженного газа в течение 25 лет. Завод этот будет сжижать 850 млн. м³ газа в сутки. Экспорт сжиженного газа с нового завода начнется с 80-х годов.

Добыча природного газа в стране невелика: в 1975 г. она составила около 50 млрд. м³.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетические ресурсы Ирана оцениваются в 30 млрд. кВт.ч в год. Однако используются они, как и другие природные богатства страны, недостаточно. Самая крупная ГЭС имеет проектную мощность 520 мВт. Намечено строительство нескольких гидроэлектростанций в бассейне р. Карун общей мощностью 7600 мВт.

В северо-западных и северо-восточных районах Ирана имеются крупные залежи урана. Однако развитие ядерной энергетики в стране пока не имеет перспектив в связи с большими ресурсами нефти и природного газа, хотя доля последнего, как было отмечено выше, в энергетическом балансе ничтожна (менее 0,1%) Доля нефти составляет 95%, угля — 2,4%, гидроэнергии — 0,5% и древесного топлива — 2,1%.

Электроэнергетика Ирана развита слабо.

До создания Министерства водного хозяйства и энергетики в 1964 г. электроэнергетическое хозяйство страны находилось в ведении 360 муниципальных и частных организаций. В 1948 г. была разработана первая семилетняя программа развития электрификации страны, которая, однако, не предусматривала особенно быстрого развития электроэнергетики. Целью второй семилетней программы (1955—1962 гг.) были координация развития энергетики и строительство плотины на р. Дези на берегу Персидского залива. Третья программа (1962—1968 гг.) предусматривала главным образом строительство высоковольтных линий электропередач протяженностью 1000 км.

По состоянию на начало 1972 г. в системе Министерства водного хозяйства и энергетики суммарная мощность частных электростанций превышала 810 МВт.

Производство электроэнергии в 1971 г. составляло 8,3 млрд. кВт·ч. В 1974 г. оно увеличилось до 11,5 млрд. кВт·ч. В настоящее время рассматривается вопрос о возможности объединения энергосистем Ирана и Турции, с расчетом экспорта электроэнергии в Турцию.

КАТАР

Основное богатство Катара — нефть. Запасы ее в стране в 1975 г. оценивались в 706 млн. т. Нефть составляет основу энергетического баланса Катара. Впервые она была обнаружена в 1933 г. в западной части полуострова. В 1935 г. шейх княжества предоставил компании «Ирак петролеум» концессию на поиски и разработку нефтяных месторождений страны сроком на 75 лет. Основными акционерами компании «Ирак петролеум» являются «Ройял датч — Шелл», «Бритиш петролеум», «Мобил ойл», «Стандард ойл» (доля каждой из них — 23,75%).

Первая промышленная нефть в Катаре получена в 1939 г. в Джебел-Дукхане. Затем поисково-разведочные работы в Катаре были приостановлены и возобновились лишь в 1947 г.

В 60-х гг. был проложен 60-километровый нефтепровод от нефтяных промыслов Дукхан до порта Улем-Саид. В те же годы были открыты два крупных подводных месторождения — Идд-эль-Шарги и Майдам-Мазан. В 1936 г. в Катаре получила концессию нефтяная компания США «Континентл петролеум». В 1971 г. японская компания открыла в прибрежной зоне месторождение нефти, которое вступило в разработку в 1974 г., а несколькими месяцами раньше начало разрабатываться новое нефтяное месторождение Эль-Бундук. Оно эксплуатируется Катаром и Саудовской Аравией на равных началах. В 1972 г. было открыто нефтяное месторождение Буль-Ханин. Нефть отсюда также экспортируется в Западную Европу из форта, расположенного на о. Холул.

Все нефтяные богатства Катара долгое время использовались крупнейшими нефтяными монополиями промышленно развитых стран капиталистического мира. Добыча нефти в Катаре составляла (в млн. т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
1,6	5,4	8,3	11,5	18,0	21,4	24,1	28,4	24,7	20,0

В 1975 г. добыча нефти в Катаре снизилась до 20 млн. т, в связи с тем, что правительство страны решило ограничить ее с целью сохранения национальных нефтяных ресурсов. В настоящее время на сухопутных месторождениях (в основном в Дукхане) добывается 10—11 млн. т нефти в год и такое же количество на шельфовых месторождениях.

Нефтяные скважины Катара высокопроизводительны: средний суточный дебит одной скважины превышает 600 т.

Почти вся нефть, добываемая в Катаре, вывозится в Западную Европу через порт Умм-Саид.

В апреле 1972 г. в Катаре была создана государственная нефтяная компания «Сосьетэ женераль де петроль де Катар», в распоряжение которой передана доля правительства в иностранных нефтяных компаниях. Кроме того, на эту компанию возложены все операции, связанные с нефтью, как в пределах Катара, так и вне его. Это был первый шаг к созданию национальной нефтяной

промышленности, которая длительное время безраздельно находилась в руках англо-американских монополий. В декабре 1974 г. правительство Катара национализировало все нефтяные и газовые ресурсы страны, взяло под свой контроль две крупнейшие нефтедобывающие компании — «Катар петролеум» и «Шелл компани оф Катар».

В стране имеется несколько нефтепроводов. Общая протяженность их 426 км. В порту Умм-Саид компания «Катар петролеум» имела небольшую установку для перегонки нефти, производительностью 30 тыс. т сырья в год. Она вырабатывала бензин и керосин для нужд компании. В 1975 г. в стране был сдан в эксплуатацию первый нефтеперерабатывающий завод мощностью примерно 350 тыс. т сырья в год.

Потребление нефтепродуктов в стране ничтожное — 125 тыс. т в год. До сдачи в эксплуатацию названного выше завода оно почти полностью покрывалось за счет импорта.

Запасы природного газа в Катаре оцениваются в 221 млрд. м³. Газ добывается на месторождениях континентального шельфа. В стране создана государственная газовая компания «Сосьетэ де газ де Катар», которая занимается разработкой газовых месторождений и экспортом газа.

Добываемый в Катаре природный газ экспортируется в Японию.

В 1975 г. был сдан в эксплуатацию завод по сжижению природного газа. Он будет перерабатывать ежегодно 3,4 млрд. м³ природного газа месторождения Дукхан. Правительству Катара принадлежат 60% акций этого завода, остальные — 40% — компании «Катар петролеум», которая ведет добычу нефти на сухопутных месторождениях страны. Предполагается строительство такого же завода на базе газа, добываемого компанией «Шелл» на подводных газовых месторождениях страны.

КУВЕЙТ

В небольшом княжестве Кувейт, площадь которого 18,4 тыс. км², сосредоточены большие разведанные запасы нефти, увеличивающиеся с каждым годом. В 1975 г. они оценивались в 12,6 млрд. т.

Еще в конце прошлого века Англия установила свое господство над Кувейтом. По договору 1899 г., заключенному между этими странами, Англии были предоставлены в Кувейте практически неограниченные права. Кувейту запрещалось продавать и сдавать в аренду свою территорию третьей стране, а также иметь на своей территории представителей других стран без согласия Англии. В 1913 г. Англия навязала Кувейту дополнительное соглашение, которое предоставляло ей монопольное право на нефть в случае, если она будет обнаружена. В 1934 г. между Англией и США было достигнуто соглашение об образовании совместной англо-американской нефтяной компании «Кувейт ойл» — филиала американской «Галф ойл» и английской «Бритиш петролеум». В том же году шах Кувейта предоставил этой компании нефтяную концессию сроком на 75 лет.

В 1938 г. «Кувейт ойл» обнаружила в южном Кувейте на глубине 1120 м промышленную залежь нефти. Так было открыто нефтяное месторождение Бурган — одно из уникальных месторождений мира. Накануне второй мировой войны (1939 г.) Кувейт был объявлен протекторатом Англии.

Национально-освободительное движение, развернувшееся после второй мировой войны на всех континентах, в том числе и в странах Ближнего и Среднего Востока, заставило Англию искать новые пути сохранения за собой нефтяных ресурсов Кувейта. В годы второй мировой войны деятельность нефтяной промышленности Кувейта была прекращена и возобновилась только в 1946 г. В 1951 г. компания «Кувейт ойл» открыла нефтяное месторождение Магва-Ахмади, расположенное в 12 км к северу от месторождения Бурган. В 1956 г. в северной части Кувейта в 15 км к югу от границы с Ираком было открыто нефтяное месторождение Раудатайн. С 1959 г. началась его разработка. Запасы нефти этого месторождения оцениваются в 1,3 млрд. т. Последующие поисковые работы привели к открытию в 1960 г. западнее Бургана крупных нефтяных месторождений Минагиш и Умм-Гудейра, а затем месторождения Сабрия.

Объемы эксплуатационного и разведочного бурения в Кувейте невелики, а темпы добычи нефти огромны, что подтверждается следующими данными по добыче нефти (млн. т):

1946 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,9	17,3	55,0	84,0	109,0	138,0	152,0	138,0	112,0	118,7

Насколько экономична добыча нефти в Кувейте свидетельствует следующий факт: в 1972 г. в стране действовало всего 692 скважины, а добыча нефти превысила 150 млн. т в год. Стоимость добычи 1 т нефти в Кувейте в 10—12 раз ниже, чем в США и значительно ниже, чем в любой другой стране Ближнего Востока. Иностранные монополии получают от кувейтской нефти огромные прибыли, а потому стараются предельно использовать нефтяные ресурсы Кувейта. Почти вся добываемая в стране нефть экспортируется. Правительство Кувейта прилагает усилия к созданию национальной нефтяной промышленности.

В 1962 г. в Кувейте была создана государственная нефтяная компания «Кувейт нейшнл петролеум» («КННК»). Она занималась поисково-разведочными работами на нефть и разработкой нефтяных залежей совместно с испанской компанией «Испанойль».

В 1972 г. правительство Кувейта установило полный контроль над добычей нефти, бурением скважин и сбытом нефти, над действующими в стране нефтяными компаниями США. В 1975 г. принято решение о выкупе 40% акций «Кувейт нейшнл петролеум», принадлежащих частным гражданам Кувейта. В июне того же года нефтедобывающая промышленность Кувейта была полностью национализирована. Английская компания «Бритиш петролеум» и американская «Галф ойл» вынуждены были передать свою собственность правительству Кувейта за определенную компенсацию.

В настоящее время в Кувейте имеется пять нефтеперерабатывающих заводов. Наиболее крупные из них находятся в Мена-эль-Ахмади (производственная мощность до 10 млн. т нефти в год) и Шуайбе (около 5 млн. т в год). Общая мощность всех заводов 32,3 млн. т сырья в год.

Потребление нефтепродуктов в Кувейте незначительно. Вырабатываемые нефтепродукты (в основном мазут и дизельное топливо) экспортируются.

Государственная нефтяная компания Кувейта «КННК» не имеет своего танкерного флота и вынуждена фрахтовать суда по высоким ценам. Поэтому расходы по экспорту нефти и нефтепродуктов велики.

Общая протяженность магистральных нефтепроводов Кувейта составляет 883 км. Запасы природного газа в стране оцениваются в 2521 млрд. м³. Несмотря на большие нефтяные ресурсы, в Кувейте создана комиссия по атомной энергии, которая занимается вопросом производства электроэнергии на АЭС с целью постепенной замены в энергетическом балансе страны нефти атомной энергией.

САУДОВСКАЯ АРАВИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Основное богатство Саудовской Аравии и основа ее энергетического хозяйства — нефть. В течение длительного времени Англия и США проявляли и до сих пор проявляют повышенный интерес к нефтяным ресурсам этой страны, тем не менее выявление запасов нефти относится к недавнему времени. Развитие добычи нефти в Саудовской Аравии в промышленных размерах началось позже, чем во многих нефтедобывающих странах Ближнего и Среднего Востока.

Разведанные запасы нефти в Саудовской Аравии к 1975 г. оценивались в 20,4 млрд. т. По запасам нефти эта страна занимает первое место в капиталистическом мире.

В 1918 г. английские фирмы получили монопольное право на разведку и добычу нефти в Саудовской Аравии, но никаких работ там не проводили, фактически только резервируя за собой перспективные нефтеносные территории.

В 1933 г. крупная американская нефтяная компания «Стандард ойл оф Калифорниа» получила в Саудовской Аравии нефтяную концессию площадью более 800 тыс. км². В 30-е годы к этой концессии присоединились другие крупные нефтяные компании США — «Техас ойл», «Стандард ойл оф Нью-Джерси» и «Сокони мобил», образовав в Саудовской Аравии новую компанию «Арабиэн американ ойл» («Арамко»). Эта компания широко развернула поисково-разведочные работы, в результате которых в 1938 г. было открыто крупное высокодебитное нефтяное месторождение Даммам. Позже последовал ряд открытий: в 1940 г. — нефтяное месторождение Абкаик, в 1945 г. — Катиф. В те годы месторождение Абкаик было самым крупным месторождением Саудовской Аравии. Промышленная разработка его началась в 1946 г. После второй мировой войны деятельность «Арамко» в Саудовской Аравии еще более активизировалась. Были открыты новые высокопроизводительные месторождения — Фадили (1949 г.), Гхавар (1949 г.), Харсания и Манифа (1956—1957 гг.), в шельфовой зоне Махара и Кирди (1973 г.) и др. Уникальным нефтяным месторождением является Гхавар. Нефть с этого месторождения транспортируется через порт Рас-Танур.

В 60-е годы в Саудовской Аравии была создана государственная компания «Петромин». В отличие от государственных нефтяных компаний других стран Ближнего и Среднего Востока «Петромин» занимается не только разработкой нефтяных месторождений, но и добычей других полезных ископаемых.

В 1974 г. в Саудовской Аравии эксплуатировалось 670 нефтяных скважин на 30 нефтяных месторождениях. Добыча нефти в стране развивается следующим образом (в млн. т.):

1939 г.	1946 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,6	8,6	26,9	61,5	99,0	175,5	285,5	364,6	421,0	337,3

Примерно 96% добываемой в Саудовской Аравии нефти приходится на долю компании «Арамко» и лишь незначительное количество на долю японской компании «Арабиэн ойл». С 1938 г. «Арамко» монопольно владела нефтяными ресурсами Саудовской Аравии. В 1972 г. за 500 млн. долл. Саудовская Аравия получила 25%-ную долю участия в предприятиях компании «Арамко». В июле 1974 г. правительство Саудовской Аравии договорилось с компанией «Арамко» о передаче ему 60%-ной доли участия в ней, а 40% остались в руках «Арамко». По этому соглашению Саудовская Аравия обязалась 80% добываемой в стране нефти продавать «Арамко», остальные 20% реализовать по собственному усмотрению. В 1976 г. правительство Саудовской Аравии национализировало часть, остававшуюся в руках американских нефтяных компаний, и 40%-ную долю участия нефтяной компании «Арамко». По новому соглашению Саудовская Аравия выплатила за национализированные предприятия 1,5 млрд. долл. и обязалась продавать компаниям США 90% добываемой нефти.

С 1978 г. намечается ввести в эксплуатацию два новых нефтяных месторождения на суше — Шайбах и Римсан, где будет добываться около 20 млн. т нефти в год. Нефть этих месторождений легкая, малосернистая. Позже будут введены в разработку несколько новых месторождений, открытых к югу от месторождения Хуреис. Эти месторождения будут питать проектируемый в настоящее время трансаравийский нефтепровод, который соединит порт Персидского залива с портом Красного моря.

Большая часть нефти, добываемой в Саудовской Аравии, экспортируется во многие страны мира через порты Персидского залива и Средиземного моря. Общая протяженность магистральных трубопроводов Саудовской Аравии превысила 4000 км.

Наиболее крупные магистральные нефтепроводы страны: Дахран — Рас-Таннура (завод), Дахран — Рас-Таннура (порт), Дахран — Бахрейн, Абкаик — Дахран, Абкаик — Рас-Таннура, Айн-Даре — Абкаик, Катиф — Рас-Таннура, Усмания — Айн-Даре и др. Большинство нефтепроводов Саудовской Аравии небольшой протяженности (до 100 км). Они не решали проблему транспортировки нефти. С 50-х годов началось строительство нефтепроводов большой протяженности. К последним относится трансаравийский нефтепровод длиной 1712 км, диаметром 762 мм. Этот нефтепровод идет по трассе Катиф — Иордания — Сирия — Сайда (Ливан). Месторождения Гхавар, Даммам и другие также соединены рядом нефтепроводов с трансаравийским или бахрейнским нефтепроводами. Находится в эксплуатации подводный 305-миллиметровый нефтепровод от месторождения Даммам до нефтеперерабатывающего завода на о-ве Бахрейн. Месторождение Сафания соединено нефтепроводом с нефтеперерабатывающим заводом в Рас-Таннуре. К этому же нефтепроводу подсоединено и нефтяное месторождение Харсания. Проектируется строительство нефтепроводов протяженностью 1300 км, диаметром 1200 мм через пустыню Руб-эль-Хали для перекачки нефти Саудовской Аравии, Кувейта, Абу-Даби и Катара к морской нефтебазе и нефтехимическим заводам, которые будут построены в Адене.

В 1974 г. началась эксплуатация нового порта Джумая (в 24 км к северо-западу от Рас-Таннура). Здесь построены два плавающих причала, которые позволяют принимать супертанкеры.

В 1975 г. американская компания «Тексас ист инджиниринг» представила на рассмотрение государственной аравийской компании «Петромин» проект развития нефтяной промышленности Саудовской Аравии. Этот проект предусматривает строительство нефтепровода из Дахрана (берег Персидского залива) до Порта Янбо (Красное море), откуда на танкерах нефть будет перевозиться в г. Суэц, а из него по нефтепроводу направляться в порты Средиземного моря. Пропускная способность нефтепровода 25 млн. т с увеличением до 40 млн.т в год. Кроме того, проект предусматривает прокладку (параллельно нефтепроводу) газопровода для транспортировки газа. Из Янбо через Суэцкий канал газ должен направляться на рынки Западной Европы. Осуществление этого проекта позволит Саудовской Аравии увеличить доходы от нефти.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Нефтеперерабатывающая база Саудовской Аравии развита слабо. Достаточно сказать, что при добыче нефти более 337 млн. т производство нефтепродуктов составляет примерно 24,5 млн. т в год. Первый завод в стране был построен лишь в 1944 г. В настоящее время в Саудовской Аравии имеется три нефтеперерабатывающих завода (в Рас-Таннуре, Джидде и на о-ве Бахрейн) общей мощностью 30,5 млн. т сырья в год. Национальная государственная нефтяная компания «Петромин» купила у «Арамко» всю сбытовую сеть и стала монопольным продавцом нефтепродуктов в стране. В настоящее время «Петромин» ведет операции и на внешних рынках, самостоятельно торгуя нефтью. Эта компания намерена в период 1976—1980 гг. построить четыре нефтеперерабатывающих завода мощностью по 12,5 млн. т нефти в год и семь нефтехимических заводов. Для осуществления этих намерений будут созданы смешанные компании, доля «Петромина» в них будет составлять не менее 50%. Строительство одного из намеченных заводов уже начато в восточной части страны близ г. Джубай, в 60 км от Рас-Таннуры. Кроме того, на побережье Красного моря строится нефтеперерабатывающий завод, который будет производить 12,5 млн. т готовых нефтепродуктов в год. Нефть к этому заводу будет подаваться по указанному выше трубопроводу длиной 1300 км.

Газ

В 1959 г. в Саудовской Аравии в районе нефтяного месторождения Даммам были открыты залежи природного газа. В начале добываемый здесь газ использовался только для нужд компании «Арамко», для электростанций и для закачки в продуктивные пласты с целью повышения давления в них.

В 1975 г. разведанные запасы природного газа в Саудовской Аравии оценивались в 20,4 млрд. м^3.

Потребление газа в ближайших к газовым промыслам городах Дамме и Аль-Кхобаре незначительно. С 1961 г. газ используется как топливо на цементном заводе в г. Хофуф. С конца 1961 г. «Арамко» начала экспортировать в небольших количествах сжиженный газ в Японию и Западную Европу. В Рас-Таннуре построена установка по сжижению газа, которая позволит увеличить его экспорт в западноевропейские страны.

В 1973 г. добыча газа в Саудовской Аравии составила около 33 млрд. м^3.

ТУРЦИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Топливно-энергетические ресурсы Турции — нефть, природный газ, урановая руда и гидроэнергия — незначительны. Исключение составляет уголь.

Уголь

По данным Мировой энергетической конференции (Париж, 1974 г.) из всех капиталистических стран Азиатского континента Турция обладает наибольшими запасами угля. Уголь добывается в южной части Анатолии, в Зондулакском бассейне (иногда его называют Анатолийским), протягивающемся вдоль Черноморского побережья между городами Эрегли и Инсболу на 160 км. В этом бассейне добыча угля сосредоточена в районах Зондулак и Кандилли. Зольность угля здесь достигает 26%, уголь содержит до 25% влаги и незначительное количество серы.

Бурый уголь добывается на месторождениях: Кютахья, Таушканли, Измир, Мендерес и других, наиболее крупное из которых Кутахья. Мощность угольных пластов на этих месторождениях 5—7 м, содержание золы от 15 до 35%, теплотворная способность 2700—4500 ккал/кг.

Западногерманская и французская компании получили от Турции право на разработку с 1977 г. бурого угля на месторождении Афсинь — Эльбистан на востоке страны.

Добыча угля в Турции составляет приблизительно 5 млн. т в год, лигнита — около 5,5 млн. т в год.

Нефть и газ

Твердое топливо (уголь и дрова) составляет основную часть топливно-энергетического баланса Турции (более 50%), нефть — немногим более 40%. Выявленные ресурсы и добыча нефти в стране незначительны. Потребление нефтепродуктов в 1975 г. составило 18 млн. т (из них 11 млн. т мазута, около 1,5 млн. т бензина, остальное дизельное топливо). В 1980 г. намечено увеличить потребление до 30 млн. т. Турция вынуждена импортировать нефть.

В последние годы Турция принимает энергичные усилия к поискам нефти и газа на своей территории.

Первые попытки поисков нефтяных залежей в Турции были предприняты еще в конце прошлого века французскими, английскими и немецкими фирмами, однако их усилия не увенчались успехом. Первое нефтяное месторождение Турции — Рамандаг — было открыто в 1940 г. на юго-востоке страны. В 1958 г. в районе Рамандага было обнаружено второе нефтяное месторождение — Гарзан. Нефть этих двух месторождений транспортируется по нефтепроводам протяженностью 25 и 20 км на Батминский нефтеперерабатывающий завод.

После второй мировой войны правительство Турции стало широко привлекать иностранный капитал в молодую нефтяную промышленность страны. В настоящее время поисково-разведочными работами в Турции занимаются около 15 нефтяных компаний США и Великобритании («Сокони мобил», «Калтекс», «Шелл» и др.). В стране известно 22 небольших малопроизводительных место-

рождения. Иностранные компании занимаются не только поисками нефти, но и переработкой ее и торговлей нефтепродуктами. Национальная нефтяная компания Турции, в свое время имевшая определенное значение, оказалась оттесненной на задний план. Турция обязалась в течение 12 лет покупать нефтепродукты только у компаний «Сокони мобил», «Калтекс», «Шелл» и «Бритиш петролеум».

Добыча нефти в Турции развивается слабо, что видно из следующих данных (в млн. т).

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1975 г.
0,17	0,2	1,5	3,2	3,3	3,5	3,1

Импорт нефти в 1975 г. составил 9,6 млн. т (в основном из Ирана и Саудовской Аравии). Для облегчения импорта нефти в настоящее время строится нефтепровод от месторождения Киркук (Иран) до Искандерона (Турция), протяженностью 981 км, диаметром 1000 мм, производительностью 35 млн. т нефти в год. В сооружении этого нефтепровода участвует компания ФРГ «Маннесман». Срок сдачи в эксплуатацию 1977 г. Строительство этого нефтепровода вызвано стремлением иностранных нефтяных монополий избежать транспорта нефти по территории Сирии и Ливана. В планах НАТО Турция занимает важное место. Этим объясняется строительство в стране магистральных нефтепроводов в значительно больших масштабах, чем требуется для нужд Турции. За последние 15 лет там построены трубопроводы: Искандерон — Батман, два трубопровода от городов Бандырма (Мраморное море) и Анталья до военно-воздушной базы в г. Эскишехир. Общая протяженность трубопроводов Турции в 1975 г. составляла 2238 км, из них 1448 км продуктопроводов.

В настоящее время в Турции имеются четыре нефтеперерабатывающих завода общей мощностью 16 млн. т в год. В 1975 г. они переработали 13 млн. т нефти. Еще три завода находятся в стадии строительства.

Разведанные запасы природного газа на трех газовых месторождениях Турции оцениваются в 51 млрд. м³ (1975 г.).

В конце 1974 г. на р. Евфрат закончено строительство ГЭС, предполагается построить еще три ГЭС (ниже по течению от построенной). Все ГЭС будут ежегодно вырабатывать 15 млрд. кВт-ч электроэнергии [1]. Гидроэнергетический потенциал Турции оценивается в 90 МВт·ч. Он используется лишь на 4%. Общая мощность всех электростанций Турции в 1975 г. составила 227,5 МВт. В стране в качестве топлива широко используются дрова (примерно 6—7 млн. т в год) и даже кизяк. В Западной Анатолии имеются запасы урановой руды, они оцениваются в размерах 1700 т. Общее потребление энергии в стране незначительно, примерно на уровне 57 млн. т у. т., а душевое потребление — около 1,5 т у. т. в год.

ЯПОНИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

В настоящее время Япония занимает второе место в капиталистическом мире по объему промышленного производства, но располагает очень незначительными энергетическими ресурсами, потребление которых за последние 20 лет значительно увеличилось.

[1] «Water Power and Dam Coustr.», 1975, v. 27, No. 1, p. 1.

При незначительных национальных запасах основных источников энергии — нефти и газа — Япония вынуждена примерно 85% всех потребляемых энергетических ресурсов покрывать за счет импорта. Тем не менее, с 50-х годов потребление всех видов энергии в стране увеличивалось в очень больших размерах, что видно из следующих данных (в млн. т у. т.):

1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
63,3	112,4	194,5	361,0	581,0

Предполагается[1], что доля импорта в общем потреблении энергии в стране возрастет к 1985 г. до 92,5%.

За период 1953—1973 гг. общее потребление энергетических ресурсов в Японии ежегодно возрастало в среднем на 11—12%. В период 1960—1970 гг. темпы роста национальной экономики Японии составляли 11%, темпы роста потребления энергии 12%. В последние годы темпы развития экономики Японии резко сократились.

В 1955 г. Япония удовлетворяла свои потребности за счет национальных ресурсов на 76%, в 1971—1972 гг. лишь на 15%, остальное покрывалось за счет импорта (из них 60% за счет нефти, ввозимой из стран Ближнего и Среднего Востока).

В настоящее время проблема обеспечения энергетическими ресурсами определяет общее экономическое положение Японии. Достаточно сказать, что в 1973 г. валовой национальный продукт Японии увеличился на 11% (в ценах 1965 г.), а в 1974 г. рост его не превышал 2,5%. Это свидетельствует об исключительно тяжелом положении в стране с обеспечением энергетическими ресурсами.

Уголь

Общие разведанные запасы угля в Японии оцениваются в 20,2 млрд. т, из которых лишь 900 млн. т экономически пригодны к разработке. Уголь на месторождениях Японии залегает глубоко, мощность пластов незначительна, притоки газа и воды обильны. В связи с этим производительность шахтеров низкая.

Примерно около половины общих запасов угля сосредоточено на островах Хоккайдо и Кюсю. Наиболее крупные месторождения о-ва Кюсю находятся в одноименном бассейне и в бассейнах Фукуока, Сасебо и Миике. Здесь добывается уголь различных сортов. В 60-х годах добыча угля в Северной части о-ва Кюсю составляла более половины общей его добычи в стране. Второе место по размерам добычи угля занимал о-в Хоккайдо, где значительное количество угля добывалось на морских месторождениях.

Наиболее крупные угольные месторождения о-ва Хоккайдо: Юбари, Сорати, Бибай, Искусюмбеку и Поронай. В северной части острова имеется несколько мелких угольных месторождений (наиболее крупное из них Румой), а в восточной части острова — месторождение Кусиро. В названных частях острова добывается каменный уголь с теплотой сгорания 4500—6300 ккал/кг.

---

[1] Ю. Ершов. Энергетика Японии. «Внешняя торговля», 1973, 32, № 10, с. 30.

Антрацит добывается на о-ве Хонсю, где известны крупные месторождения Омине, Утен и Дзюбан, остальные месторождения незначительны. На о-ве Сикоку на месторождении Коцура добывается коксующийся уголь (около 1 млн. т в год).

Угли Японии по качеству различны — от антрацитов до бурых углей с теплотой сгорания от 5800 до 8400 ккал/кг. До 50-х годов уголь составлял основу энергетического баланса Японии: развитию угольной промышленности уделялось большое внимание. Добыча угля превышала 50 млн. т в год.

Со второй половины 50-х годов положение резко изменилось; в топливно-энергетическом балансе страны начала преобладать импортная нефть, которая обходится дешевле, чем добыча национального угля. С этого времени добыча его в стране начала заметно сокращаться; в 1962 г. она составила 55,4 млн. т, в 1975 г. — 20,3 млн. т (из них 50% добывалось на месторождении Хоккайдо). Нерентабельные шахты закрываются.

Даже после обострения энергетического кризиса (1973 г.), когда принимаются меры к максимальному увеличению добычи угля, в 1985 г. она не будет превышать 35 млн. т в год. Удельный вес угля в энергетическом балансе в 1985 г. прогнозируется на уровне 9,6%.

В стране не хватает угля, особенно коксующегося. Импорт его увеличивается. В 1975 г. было ввезено 64,6 млн. т угля вместо 17 млн. т в 1965 г. Предполагается, что в 1980 г. импорт угля увеличится до 102 млн. т (в основном из США, Австралии, Канады, ЮАР, небольшое количество из Польши и в последнее время из Мозамбика).

Кроме того, Япония создала совместную компанию с австралийскими фирмами для разработки в Австралии угольного месторождения Хейль-Крик (штат Квисленд). Запасы угля на этом месторождении оцениваются в 750 млн. т, из них 112 млн. т можно извлечь открытым способом. Уголь с месторождения Хейль-Крик начал поступать в Японию с 1974 г. в количестве 5 млн. т в год.

Группа «Мицуй» купила в ФРГ лицензию на производство жидкого топлива из угля и построила опытную установку.

В связи с недостатком коксующегося угля в стране принимаются меры к его сокращению в производстве чугуна; так на 1 т чугуна потребление угля снизилось с 677 до 400 кг. Примерно 67% общего потребления угля в стране приходится на тепловые электростанции. В настоящее время электроэнергия ТЭС, работающих на угле, обходится на 50—60% дешевле, чем ТЭС, работающих на мазуте.

Нефть

Нефтяные ресурсы Японии ничтожны. Они оцениваются всего в 10 млн. т. Несмотря на это, структура энергетического баланса страны ориентируется главным образом на жидкое топливо. В настоящее время Япония занимает четвертое место в мировом потреблении нефти. За последние 15 лет среднегодовой прирост потребления энергии в Японии составил 13%, в основном за счет нефти.

Накануне энергетического кризиса (1973 г.) доля энергоносителей в общем потреблении энергии составила (в %): нефти — 76, газа — 1,2 угля — 19,7, гидроэнергии — 2,2 и атомной энергии — 0,3.

За последние 15—20 лет темпы потребления нефти в Японии в 2—3 раза превышали темпы ее мирового потребления. В 1975 г. потребление нефти в Японии составило 236 млн. т.

Согласно прогнозам Нефтяного Совета Японии в период 1970—1980 гг. среднегодовой прирост потребления нефти составит в среднем 12,5%, а за 1981—1985 гг. — 6,3%.

Если этот прогноз оправдается, потребление нефти в Японии в 1985 г. возрастет до 600 млн. т (добыча нефти в том же году составит около 1 млн. т).

По нашему мнению, такой прогноз нереален, он не учитывает ситуации, сложившейся после 1973 г. на мировом нефтяном рынке. Так, например, согласно одному из предположений, потребление нефти в Японии составит в 1980 г. 870 млн. т. О несостоятельности такого прогноза свидетельствует факт снижения темпов потребления нефти в 1970—1972 гг. до 5%, а в конце 1973 г. также и ограничение потребления нефтепродуктов. Есть основания полагать, что тенденция к сокращению потребления нефти в Японии сохранится и впредь.

Достаточно сказать, что Министерство внешней торговли и промышленности наметило на 1975/1976—1979/1980 гг. среднегодовой прирост потребления нефти в размере 4%, но уже в конце 1975 г. эти наметки были пересмотрены в сторону снижения. В 1974/1975 финансовом году намеченная ранее величина прироста потребления нефти была сокращена на 6,2%, а в 1975/1976 гг., еще на 2,8%. По последнему прогнозу, потребление нефтепродуктов в Японии в 1980 гг. сократится до 63,8% против уровня 1973 г. Такой прогноз, вероятно, наиболее реален, учитывая, что в 1975 г. затраты Японии на импорт нефти превысили 17 млрд. долл., что составляет более 16% стоимости всего импорта страны.

После энергетического кризиса 1973 г. Японии все труднее оплачивать такой большой импорт нефти. Она вынуждена будет основательно изменить свою энергетическую политику, ориентирующуюся на нефтяные ресурсы стран Ближнего и Среднего Востока (около 80% нефтяного импорта Японии), Индонезии (15%) и Африки (2%).

Следует учесть, что в 1973 г. дефицит платежного баланса Японии достиг 10 млрд. долл. При таком положении нет оснований для оптимистических прогнозов в отношении темпов потребления нефти.

Добыча нефти в Японии началась в 1870 г., но размеры ее до сих пор ничтожны (в тыс. т):

1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
450	670	760	703	700	600

Нефтяные месторождения Японии расположены на западных побережьях островов Хонсю и Хоккайдо; два небольших месторождения находятся в южной части о-ва Хоккайдо и одно — на тихоокеанском побережье о-ва Хонсю. Нефть в основном добывается на северо-западном побережье о-ва Хонсю, в районе Акита, который дает около 60% общей добычи нефти в стране.

Большинство нефтяных месторождений о-ва Хоккайдо не имеет промышленного значения. В небольших количествах нефть добывается и в префектуре Ямагата на месторождениях Исинасака, Нарахоси и др.

Добычей нефти в Японии занимаются две фирмы — «Тейкоку ойл» и «Джапан петролеум». Последняя фирма контролирует акции японского правительства.

Не получая положительных результатов от настойчивых поисков нефти на своей территории, Япония избрала новый путь: она постепенно расширяет свою деятельность в нефтяной промышленности ряда стран, всячески пытаясь освободиться от зависимости монополий США и Великобритании, поставляющих нефть в Японию. Доля восьми англо-американских компаний в поставках нефти и нефтепродуктов в эту страну составляла в 1955 г. 70%, а в 1970 г. — 55%.

В настоящее время Япония добывает нефть в Абу-Даби, Ливии, Индонезии, Катаре, Иране, Малайзии, Таиланде, Саудовской Аравии, имеет нефтяную концессию в южной части Аляски, ведет поиски нефти в Канаде и Австралии. Самая крупная нефтяная компания Японии, действующая за пределами страны — «Арабиэн ойл» с 1961 г. добывает более 25 млн. т нефти в год. Недавно две японских компании приобрели 22,5% акций компании «Бритиш петролеум». В 1967 г. в Японии создана компания «Петролеум девелопмент», которая объединяет капитал 20 национальных компаний, ведущих поиски нефти за границей (Аляска, Индонезия, Малайзия, Нигерия, Египет, Колумбия, Перу, Абу-Даби, Кувейт, Катар, Индия и др.). В некоторых из этих стран она уже открыла и разрабатывает нефтяные месторождения. В 1960 г. Япония добывала за границей 11 млн. т нефти, что покрывало 25% общего потребления ее в стране. В 1972 г. доля нефти, добытой за рубежом, уменьшилась до 9%. Предполагается, что добыча нефти за пределами Японии к 1985 г. будет покрывать 30% общего ее потребления в стране, а остальная часть будет импортироваться.

Японский нефтяной консорциум в 1973 г. приобрел 45% акций дочерней компании «ВР-АДМА», занятой разработкой нефтяных месторождений в шельфовой зоне Абу-Даби. Эта акция была совершена с одобрения японского правительства, которое приняло на себя 70% расходов. По этому соглашению Япония будет участвовать в разработке месторождений Закум и Умм-Шеиф (с 1968 г. она участвовала в разработке месторождений Эль-Бундуг и др.).

В 1973 г. 35 японских компаний занимались поисками и добычей нефти за пределами своей страны; в 29 из этих компаний доля государства составляет от 15 до 50.

В общей стоимости нефтяного импорта Японии значительная часть издержек приходится на транспортные расходы. С целью их снижения Япония форсирует строительство нефтеналивных танкеров большой грузоподъемности. В настоящее время ей принадлежат самые большие танкеры в мире водоизмещением 209, 279, 312 тыс. т каждый, а в 1971 г. был спущен на воду танкер грузоподъемностью 372,4 тыс. т. Он совершает рейсы между перевалочной базой, расположенной на южном берегу о-ва Кюсю, и Персидским заливом.

В 1973 г. японская судостроительная фирма «Искадава дзима харима» закончила строительство танкера дедвейтом 477 тыс. т. Длина палубы гиганта «Глобик Токио» — 379 м, ширина 62 м. Строительство супертанкеров в Японии продолжается.

Нефтетранспортная проблема решается в Японии комплексно. Одновременно со строительством крупных танкеров осуществляется реконструкция портов.

Все океанские танкеры разгружаются в трех центральных нефтебазах, расположенных на востоке и западе о-ва Хонсю и на севере страны. Из этих нефтебаз нефть перекачивается по трубопроводам в основные районы потребле-

ния. В 1971 г. было завершено строительство трех подводных нефтепроводов диаметром 1220 мм и длиной 21,7 и 10 км, которые подведены к морскому причалу, расположенному в нескольких километрах от берега в районе Анегасаки.

Нефтеперерабатывающая промышленность. После первой мировой войны Япония начала активно создавать нефтеперерабатывающую базу. В 1920 г. в стране было переработано 261 тыс. т нефти, а в 1929 г. — 608 тыс. т. В 1930 г. Япония имела уже 17 действующих и три строящихся нефтеперерабатывающих завода, рассчитанных на нефть, импортируемую из США.

После поражения и капитуляции Японии во второй мировой войне ей было запрещено заниматься переработкой нефти в районе Тихоокеанского побережья, а также импортом нефти. До 1949 г. страна испытывала острый недостаток в нефти. Сложившейся ситуацией воспользовались США и Великобритания. В 1949 г. Японии были разрешены импорт нефти и производство нефтепродуктов при условии передачи 50% акций японских компаний американскому и английскому капиталу. С этого года началось быстрое развитие нефтеперерабатывающей промышленности Японии. Рост производственной мощности японских нефтеперерабатывающих заводов характеризуется следующими цифрами (в млн. т).

1944 г.	1951 г.	1955 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
3,2	2,8	8,7	98,9	157,0	256,7

Общая мощность 45 нефтеперерабатывающих заводов Японии в 1975 г. превысила 250 млн. т. Иностранным компаниям принадлежит почти 48% акционерного капитала всех нефтеперерабатывающих фирм Японии.

Основная часть (около 90% мощности) нефтеперерабатывающих заводов Японии сосредоточены на Тихоокеанском побережье, около 10 заводов — на побережье Японского моря и два — на о-ве Хоккайдо.

Характерными особенностями японских нефтеперерабатывающих заводов являются наличие в их составе мощных установок для первичной переработки нефти, широкое применение комбинированных установок, компактное расположение технологических установок.

Дальнейшее развитие нефтеперерабатывающей промышленности Японии будет определяться темпами роста потребления нефтепродуктов. Размеры потребления приводятся ниже (в млн. т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
2,0	9,6	29,5	77,8	189,0	225,0

По темпам роста потребления нефтепродуктов в послевоенные годы Япония занимает первое место среди стран капиталистического мира, а по объему потребления — второе.

В общем потреблении нефтепродуктов Японии — мазут составляет около 70%, бензин 10%, остальное приходится на дизельное топливо и другие нефтепродукты. Основные потребители мазута — электростанции и промышленность (главным образом горнорудная).

Доля национальной компании «Кедо ойл» в производстве нефтепродуктов составляет около 20%, а в реализации их на внутреннем рынке страны — менее 10%.

Газ

Запасы природного газа в Японии незначительны, в 1975 г. они оценивались всего в 8 млрд. м³. Газ (природный и искусственный) в энергетическом балансе страны занимает менее 2%.

В стране имеется несколько малопроизводительных месторождений природного газа. Два из них — Наруто и Мобато — в районе Тибы соединены с Токио газопроводом. На западном побережье островов Хонсю и Хоккайдо имеется несколько небольших и малодебитных месторождений газа, которые быстро истощаются.

Наиболее крупные газовые месторождения Японии находятся на западном побережье о-ва Хонсю (префектура Ниигата). Здесь разрабатываются месторождения Секихара, Хигаси, и др. Несколько более мелких месторождений разрабатываются в префектуре Тиба (восточное побережье о-ва Хонсю). Месторождения этих двух префектур обеспечивают 90% общей добычи газа в стране. Около 3% общей добычи дают малодебитные газовые месторождения префектуры Акита (Нагата и Конаура), еще меньше добывается газа в префектурах Фукусима и Амагата.

В последние годы Япония проводила поиски природного газа в море. В 1970 г. было обнаружено два газовых месторождения: одно в префектуре Акита, на расстоянии 2 км от берега (глубина моря 15 м) и второе в префектуре Ниигата, на той же глубине. В том же году в окрестностях г. Касивадзаки (префектура Ниигата) открыто газовое месторождение, по предварительным данным самое крупное в Японии. В 1973 г. обнаружено перспективное газовое месторождение в Тихом океане, в 100 км к востоку от Токио.

Добыча природного газа в Японии в 1975 г. составила около 3 млрд. м. Такое количество газа, конечно, совершенно не обеспечивает энергетическое хозяйство индустриальной страны. Поэтому Япония до сих пор занимается производством искусственного газа из угля. В стране существуют десятки мелких компаний и множество мелких заводов, занимающихся производством искусственного газа. В последние годы число этих фирм и заводов сокращается, они укрупняются. В настоящее время более 80% искусственного газа производят три крупные фирмы. Общее количество его составляет 8 млрд. м³ в год. Незначительные размеры запасов природного газа и производства искусственного газа привели Японию к необходимости использовать сжиженный газ.

При годовом потреблении сжиженного газа более 11 млн. т японские нефтеперерабатывающие заводы могут давать не более 6,5 млн. т в год. Около половины потребляемого сжиженного газа Япония импортирует. Он доставляется специальными танкерами из Кувейта и Саудовской Аравии, Канады и Австралии. С 1974 г. начался импорт сжиженного газа из Абу-Даби, а с 1976 г. из Ирана (по 2 млн. т в год), Малайзии и с Аляски (в течение 15 лет по 960 тыс. т в год). Импорт сжиженного газа в Японию в 1974 г. превысил 5 млн. т. Предполагается что в 1980 г. он достигнет 24—29 млн. т, а в 1985 г. — 42 млн. т. Сжиженный газ широко применяется в Японии. Около 65% таксомоторного парка страны работает на нем. Приблизительно 70% сжиженного газа используется для бытовых целей. Для хранения сжиженного газа в Японии имеется более 400 баз общей емкостью свыше 100 тыс. т.

Для перевозки сжиженного газа в 1975 г. в Японии прошел испытание опытный танкер. На нем установлены алюминиевый сферический резервуар

емкостью 412 м³ и призматический резервуар емкостью 694 м³, изготовленный из стали, содержащей 9% никеля. Эксплуатационная скорость танкера 21 км/ч. В 1977 г. в Токийском заливе построен подводный газопровод протяженностью 24 км, диаметром 609 мм на глубине 23 м. Он соединил газопроводную сеть Токио с хранилищами сжиженного газа в окрестностях г. Содегара.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы Японии оцениваются в 36 млн. кВт, половина которых уже использована. Доля гидроэнергии в общем потреблении энергии в стране составляет примерно 4,5%, согласно прогнозам, она должна снизиться к 1985 г. до 4%.

В связи с энергетическим кризисом Япония расширяет работы по сооружению атомных электростанций. Еще в 1956 г. в стране был создан Центр по использованию атомной энергии. Первая АЭС в Японии мощностью 166 МВт (в 110 км от Токио) была сдана в эксплуатацию в 1966 г. В 1976 г. в Японии работали 10 АЭС общей мощностью 5278 МВт и 13 АЭС общей мощностью 1324 МВт находились в процессе строительства. Скоро начнется строительство еще четырех АЭС общей мощностью 2061 МВт. Предполагается, что к концу 1985 г. общая мощность АЭС страны достигнет 49 тыс. МВт и в 2000 г. — 157 тыс. МВт. В 1975 г. АЭС Японии выработали 19,8 млрд. квт. ч электроэнергии, что составило 4,9% общей выработки электроэнергии в стране. Предполагается, что доля АЭС в общем производстве электроэнергии составит в 1980 г. более 16% и в 1985 г. более 34%. В настоящее время Япония совершенно не зависит от импорта оборудования для АЭС. Первые реакторы для АЭС в период 1956—1975 гг. изготавливались мощностью 60 МВт, затем мощность их увеличилась до 350,460 МВт и теперь достигла 800 МВт; предполагается построить реактор мощностью 1100 МВт. Однако, темпы строительства АЭС в Японии в настоящее время отстают от ранее намеченных в 2 раза.

В строительстве АЭС Япония широко использует опыт США, одновременно проводя исследования и в своей стране. На современном этапе развития атомной энергетики упор делается на реакторы с обычной водой, но проводятся исследования по разработке и других реакторов. В конце 1976 г. в префектуре Оараи построен опытный реактор-размножитель на быстрых нейтронах мощностью 50 тыс. кВт, результаты его работы будут использованы при проектировании реактора-размножителя мощностью 300 тыс. кВт.

Япония богата геотермальными источниками. Общий потенциал геотермальной энергии, целесообразный к использованию, оценивается в 20 тыс. МВт. В стране имеется 10 действующих вулканов и 10 тыс. источников горячей воды. Первая геотермическая электростанция в Японии («Мацукава») мощностью 22 МВт была сдана в эксплуатацию в 1966 г., в 1967 г. вступила в строй вторая геотермическая станция мощностью 11 МВт («Отака»).

В 1974 г. завершено строительство третьей ГТЭС «Онума» (префектура Акита) мощностью 10 МВт. Эта ГТЭС примерно на 20% удовлетворяет потребности цинковых заводов концерна «Мицубиси» в электроэнергии. В 1975 г. завершено строительство четвертой ГТЭС «Оникобэ» мощностью 25 МВт близ г. Сэндай (префектура Мияги). В 1976 г. закончено строительство ГТЭС «Кацуконда» мощностью 50 МВт в префектуре Иватэ. Намечено сооружение трех ГТЭС у подножья вулкана Асо мощностью по 240 МВт каждая.

В Японии геотермальные источники с температурой воды 40—70° С используются в системах централизованного отопления. Общая тепловая мощность ныне действующих систем такого типа превышает 8 ГВт [1]. Японские фирмы экспортируют оборудование для ГТЭС в США, Мексику и другие страны. Предполагается, что в недалеком будущем ГТЭС Японии будут давать 145 кВт.

Разведанные запасы урановых руд в Японии оцениваются [2] в 7000 т (U_3O_8). Несколько месторождений урановых руд имеется в префектуре Гифу, в районе Тоно. Содержание U_3O_8 в этих рудах составляет в среднем 0,054%. Они были открыты еще в 1962 г. Предполагается, что к концу 1985 г. Японии потребуется более 12 тыс. т U_3O_8.

Так как урановые руды Японии бедны U_3O_8 (только руды о-ва Хонсю содержат 0,1% урана, но запасы их в том районе незначительны), Япония импортирует урановую руду. До настоящего времени Япония получала обогащенный уран из США. В последнее время США значительно повысили на него цены. Вероятно, это заставит Японию заниматься обогащением своих урановых руд. Первый завод по обогащению урановой руды в Японии был сдан в эксплуатацию в 1973 г. К 1980 г. потребность Японии в обогащенном уране достигнет 5 тыс. т. Все японские АЭС (как и ТЭС) расположены на берегу Тихого океана или Японского моря.

В условиях недостатка национальных ресурсов топлива издержки производства электроэнергии в Японии выше, чем в других промышленно развитых капиталистических странах.

В некоторых районах Японии себестоимость производства электроэнергии значительно выше средней стоимости ее в стране. Эта разница настолько велика, что японское правительство в 1952 г. вынуждено было создать государственную электроэнергетическую компанию «Электрик пауэр девелопмент». Эта компания эксплуатирует 40 гидроэлектростанций общей мощностью 3264 тыс. кВт и четыре ТЭС мощностью 1165 тыс. кВт. Наличие государственной электроэнергетической компании, пользующейся субсидиями правительства, позволяет до некоторой степени смягчить проблему обеспечения населения электроэнергией, хотя и по высоким ценам.

К началу 1976 г. общая установленная мощность всех электростанций Японии составляла 88 тыс. МВт. Предполагается [3], что эта величина в 1980 г. достигнет 120 тыс. МВт, а в 1985 г. — 180 тыс. МВт.

До последнего времени 77% ТЭС работали на импортном жидком топливе. После 1973 г. электроэнергия, вырабатываемая японскими ТЭС, работающими на угольном топливе, стала дешевле на 50—60%, чем стоимость электроэнергии, вырабатываемой на жидком топливе. Теперь все крупные ГЭС Японии строятся и проектируются на угле. В 1973 г. в Японии находились в эксплуатации и строительстве 24 ТЭС. КПД лучших из них превышает 40%. На крупных ТЭС начали применять установку газотурбинных агрегатов. Общая мощность таких агрегатов в 1973 г. составила 744 МВт. Доля ТЭС в общей выработке электроэнергии в стране в 1972 г. составляла более 77%.

---

[1] «Энергохозяйство за рубежом», 1975, № 2.

[2] А. Н. Антипин. Десятилетняя программа Японии по строительству АЭС. — «Энергопроизводство за рубежом», 1973, № 3, с. 39—40.

[3] «Dopëky, Power», 1976, 26, No 136.

В области гидроэнергетики ярко выражена тенденция к сооружению гидроаккумулирующих установок, доля которых в общей мощности ГЭС страны в 1973 г. составила 17%. Общая выработка электроэнергии в Японии составила (в млрд. кВт·ч):

1970 г.	1971 г.	1972 г.	1974 г.	1975 г.
214,5	327,0	248,6	470,0	412,8

В середине 1973 г. японское правительство утвердило программу развития электроэнергетики на период до 1979 г. Согласно этой программе спрос на электроэнергию в 1979 г. составит 668 млрд. кВт·ч.

В Японии действуют десять крупных частных электрических компаний. Они снабжают электричеством о-в Окинава. Кроме того, существуют более 50 мелких частных компаний. Общая установленная мощность электростанций всех частных компаний Японии к 1973 г. составляла 59 662 МВт. Для координации их работы в стране создан Совет по электроэнергии, который состоит из представителей девяти компаний и представителя японского правительства. В общей выработке электроэнергии в стране доля этих девяти компаний составляет 68%, доля отдельных промышленных предприятий — 14,6%, доля гидроэнергостроительных компаний — 4,5% и доля прочих организаций — 13%.

Тяжелое положение с обеспечением нефтью вынудило правительство Японии пересмотреть дальнейшее развитие экономики страны на 1973—1978 гг., в сторону сокращения производства стали, чугуна, алюминия, нефтехимических и других энергоемких отраслей национального хозяйства.

В этом свете представляет особый интерес новый прогноз потребления энергии в Японии (в млн. т у. т.).

	1975 г.	1980 г.	1985 г.
Нефть	446	570	726
Атомная энергия	20	70	132
Уголь	70	81	94
Природный газ	13	35	57
Гидроэнергия и прочие виды энергии	32	35	45
Всего	581	791	1054

Обращает на себя внимание тот факт, что темпы роста потребления энергии наиболее высоки для атомной энергии и природного газа, а для угля и нефти меньше, но на протяжении 1975—1985 гг. не меняются, хотя этот прогноз, по мнению некоторых специалистов, также оптимистичен.

Важно отметить и вторую особенность нового прогноза: он дается только на ближайшие 10 лет (1975—1985 гг.) в отличие от прежних, в которых прогнозировалось потребление энергии до 1990 и 2000 гг. Первые годы текущего пятилетия покажут насколько реален этот новый прогноз. На долю импортных энергетических ресурсов приходится почти 90% всей потребляемой энергии, в том числе на нефть 77,4%; в 1985 г. ожидается сокращение доли импортных энергоресурсов 82,4%, а импортной нефти до 63%.

В Японии принята программа под кодовым названием «Солнечный свет». Она рассчитана на период 1974—2000 гг. Эта программа предусматривает: развитие гелиоэнергетики, гелиотермических источников энергии, газификацию угля и получение искусственного жидкого топлива из угля. На осуществление

этой программы намечено израсходовать до 1980 г. 41 млрд. иен, до 1990 г. — 103 млрд. иен и до 2000 г. — 340 млрд. иен. Несмотря на незначительные ресурсы нефти, новая программа предусматривает, что в 1985 г. более 72% общего потребления первичных источников энергии будет приходится на жидкое топливо.

В 1980 г. намечено построить экспериментальную солнечную электростанцию мощностью 1000 кВт. За период 1980—1985 гг. предусматривается снизить стоимость солнечных батарей примерно в 100 раз. Программа запрещает использовать плодородные земли для размещения приемников солнечной энергии. Для этой цели будут использованы крыши жилых домов и промышленных объектов. В 1975 г. на осуществление программы «Солнечный свет» было израсходовано 3,7 млрд. иен. Производство искусственного жидкого топлива из угля предполагается начать с 1990 г. Программа предусматривает также активное продолжение поисков нефти и газа на территории Японии и заключение долгосрочных договоров на поставку в эту страну нефти, угля и газа. Долгосрочные договоры (на 15 лет) уже подписаны с угольными компаниями США, Канады, Австралии, Индии и ЮАР.

В заключение нужно сказать, что энергетический кризис очень сильно повлиял на политику и экономику Японии. Он заставил ее правящие круги пересмотреть не только экономическую политику страны, но до некоторой степени и ее внешнюю политику.

АФРИКА

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Природные ресурсы африканского континента богаты и разнообразны. Африка располагает запасами алмазов, различных руд, цветных, редких и драгоценных металлов, урана, слюды, графита, асбеста и т. д. Доля Африки в мировом производстве сырья составляет (в %): золото — 80, алмазы — 80, кобальт — 70, хром — 35, марганец — 30, сурьма — 29, ванадий — 30, фосфаты — 24, медь — 20. Общие запасы угля в Африке оцениваются в 88 млрд. т (из них более 70 млрд. т — в ЮАР) [1], добыча его составляет менее 60 млн. т в год (из них более 90% — в ЮАР). В начале 70-х годов доля национальных источников энергии в Африке составляла менее 10%.

Некоторые страны Африки располагают богатыми залежами нефти и газа. Разведанные запасы нефти увеличиваются с расширением поисково-разведочных работ. В 1976 г. запасы нефти в Африке оценивались в 8,7 млрд. т, наибольшая часть этих запасов сосредоточена в Ливии, Нигерии и Алжире. На эти три страны приходится примерно 84% разведанных запасов нефти и 89% общеафриканской добычи ее [2].

Следует отметить, что большая часть африканского континента до сих пор слабо исследована в геологическом отношении. После второй мировой войны иностранный капитал проявил повышенный интерес к поискам нефти в некоторых африканских странах. В начале 50-х годов французские компании начали в Африке поиски нефти. В 1956 г. были открыты гигантские месторождения: нефтяное Хасси-Мессауд и газовое Хасси Р'Мель (Алжир). Вслед за французскими компаниями в Африку устремились английские, голландские, американские, а несколько позже итальянские компании. Поиски нефти были сосредоточены в Алжире, Анголе, Ливии, Египте, Камеруне, Кении, Нигерии, Сомали, Марокко, Танганьике, Мозамбике, Уганде и других странах. В результате в начале 50-х годов в некоторых странах африканского континента были выявлены нефтяные и газовые залежи. В 60-х годах темпы и объемы поисково-разведочных работ значительно увеличились. В настоящее время поиски нефти в Африке ведутся в 30 странах, нефть обнаружена в 10 странах. За последнее десятилетие добыча нефти в Африке быстро развивалась, что видно из следующих данных (в млн. т):

1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,9	2,4	13,8	291,1	274,4	263,0	279,0	276,3	282,0

В 1958 г. в Африке было добыто всего 4,5 млн. т нефти (из них более 94% приходилось на Египет), что составляло 0,5% мировой добычи, а в 1975 г. там было добыто 282 млн. т, из них на долю Ливии, Алжира и Нигерии

[1] П. Я. Антропов. Топливно-энергетический потенциал Земли. М., Изд. ВИНИТИ, 1974. 151 с.

[2] «Eur. Outre-mer.», 1973, 51, No. 526, p. 9—14; «Нефтяник», 1976, № 7, с. 31—33.

приходилось 84% общей добычи нефти. Поставки нефти из Африки в Западную Европу начались в 60-х годах, а уже в 1967 г. африканская нефть обеспечивала 30% общего нефтяного импорта Западной Европы. По существующим прогнозам добыча нефти в Африке составит [1] (в млн. т): в 1980 г. — 430, в 1990 г. — 540, в 2000 г. — 1000. Быстрому развитию добычи нефти в Африке способствуют такие причины, как близость к западно-европейскому рынку, небольшое содержание серы в нефти и высокое содержание легких фракций. В настоящее время Африка занимает первое место в мире по объему строительства нефтепроводов.

На территории африканского континента известно около 60 месторождений газа с общими запасами 8,9 трлн. м³. В настоящее время ресурсы газа в Африке используются незначительно. Предполагается, что к 1980 г. добыча газа в Африке достигнет уровня 60 млрд. м³ в год, из которых 90% будет экспортировано. Природный газ, ныне добываемый в некоторых африканских странах, экспортируется в сжиженном виде в Западную Европу. В Алжире построено несколько заводов по сжижению природного газа, предназначенного на экспорт.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы Африки также велики. Они оцениваются в 1629 млрд. кВт·ч в год, что составляет 30% мирового потенциала. Только один бассейн р. Конго обладает потенциальными ресурсами гидроэнергии примерно в 650 млрд. кВт·ч. В республике Заир свыше 80% вырабатываемой электроэнергии приходится на гидроэлектростанции.

Достоверные запасы урана в Африке, разработка которых рентабельна, оцениваются в 27 800 т, что составляет 10% общих запасов капиталистического мира. Урановая руда имеется в Алжире, Габоне, Заире, Марокко, Демократической Республике Мадагаскар, Нигере, ЦАР и ЮАР. Основная часть запасов урана находится в ЮАР, Нигерии, Габоне и Заире.

Общие запасы угля на африканском континенте оцениваются в 88 млрд. т, из них достоверных 28 млрд. т [2]. Изучены они очень слабо. Большая часть запасов угля сосредоточена в ЮАР, где общие запасы оцениваются в 76 млрд. т и достоверные в 25 трлн. т. Добыча угля на континенте невелика — примерно 60—65 млн. т в год.

Несмотря на большие запасы собственных энергетических ресурсов, потребление энергии в Африке незначительно, что видно из следующих данных (в млн. т у. т.):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1969 г.	1975 г.
39,7	49,8	59,7	88,5	100,9	156,0

Душевое потребление всех видов энергии в Африке в начале 70-х годов составляло лишь 285 кг у. т. в год, а нефтепродуктов — от 32 до 42 л в год на одного человека.

До сих пор большая часть добываемых в Африке первичных источников энергии вывозится иностранными компаниями за пределы континента. В последние годы в Африке перерабатывалось лишь около 15% добываемой нефти.

---

[1] Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. М., «Недра», 1974, 98 с.

[2] П. Я. Антропов. Энергетические ресурсы Земли. М., Изд. ВИНИТИ, 1974, с. 150.

Так, в 1974 г. в Африке было выработано всего 39,6 млн. т нефтепродуктов при добыче нефти — более 270 млн. т. Иностранным монополиям выгодно перерабатывать нефть за пределами этого континента, в местах потребления нефтепродуктов. Поэтому до 60-х годов нефтеперерабатывающая промышленность в Африке практически не существовала. На континенте было всего три небольших завода (два — в Марокко и один в Анголе) общей мощностью 2 млн. т нефти в год. В 1960 г. мощность семи нефтеперерабатывающих заводов составляла лишь 5,8 млн. т при годовой добыче нефти около 14 млн. т. В 1974 г. на африканском континенте было 40 нефтеперерабатывающих заводов (в среднем менее одного завода на страну) общей мощностью около 62 млн. т нефти в год при годовой добыче нефти около 276 млн. т. Предполагается, что к 1980 г. мощность нефтеперерабатывающих заводов Африки достигнет 51 млн. т в год; это позволит полностью удовлетворять весьма скромные потребности континента в нефтепродуктах. Потребление нефти в Африке растет очень медленно, что видно из приводимых данных (в млн. т):

1938 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.
0,2	1,7	7,3	22,9	32,7	34,2	48,2	47,5

В 1960 г. общее потребление нефтепродуктов на континенте составило лишь 8,9 млн. т. В 1972 г. душевое потребление нефтепродуктов в Африке в среднем составило 68 кг (а в некоторых странах от 7 до 25 кг), в то время как в США — 3661 кг, в Японии — 1782 кг, в Западной Европе — 1578 кг, в Латинской Америке и странах Ближнего и Среднего Востока от 500 до 600 кг.

Душевое потребление электроэнергии в Африке также ничтожно.

Таким образом, энергетические ресурсы Африки до сих пор служат интересам иностранных капиталистических монополий. По обеспеченности национальными энергетическими ресурсами африканский континент очень неоднороден. Большинство стран Африки не имеет собственных ресурсов нефти и газа, тогда как некоторые страны континента очень богаты ими.

НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА АНГОЛА

Бывшая колония Португалии в юго-западной части Африки — Ангола является в экономическом отношении развивающейся страной. Основные позиции в ее экономике принадлежали иностранному капиталу — США, Великобритании, Бельгии, ФРГ и ЮАР.

В слаборазвитой промышленности Анголы важное место занимает добыча алмазов, железной и медной руды и в последние годы — нефти.

Поиски нефти в Анголе начались в 30-х годах. В 1955 г. было обнаружено первое небольшое нефтяное месторождение — Бенефика, затем были открыты месторождения Луанда (1957 г.), Какуако (1958 г.) и Галинда 1959 г. Эти месторождения находятся недалеко от побережья. Все они малодебитные. Первое крупное месторождение нефти в Анголе — Тобиас было открыто в 1961 г. в 100 км от порта Луанда — столицы Анголы. В течение ряда лет это месторождение давало примерно 95% всей нефти, добываемой в стране. Его разрабатывала компания «Петроангол», в которой участвовал и португальский капитал.

В 1966 г. у берегов Кабинды компания США «Галф ойл» обнаружила крупные нефтяные залежи, после чего этот район стал основным крупным нефтедобывающим районом Анголы [1].

В 1975 г. разведанные запасы нефти в стране оценивались в 196 млн. т (при слабой изученности недр). В 1968 г. нефтяные залежи Кабинды были введены в эксплуатацию. После этого добыча нефти в Анголе заметно увеличилась, составив (в млн. т):

1960 г.	1965 г.	1968 г.	1969 г.	1970 г.	1975 г.
0,05	0,7	0,75	2,5	4,3	7,0

Добываемая в Анголе нефть почти полностью экспортировалась в Канаду, США, Японию, Испанию, Португалию и Данию.

Иностранные монополии (особенно нефтяные компании США и в первую очередь «Галф ойл») развернули активную деятельность в районе Кабинды.

В ноябре 1975 г., когда Ангола была провозглашена независимым государством, реакционные круги решили силой оружия отделить от страны и провозгласить «независимой» Кабинду (т. е. сделать из нее новую «Катангу» по примеру бельгийских колонизаторов в Конго). Колонизаторы не хотели терять нефтяные богатства Анголы, где иностранные монополии только в 1974 г. получили более 500 млн. долл. прибыли от добычи нефти.

Освободительное движение в стране закончилось победой. Ангола стала единым и независимым государством. Правительство Анголы в 1976 г. образовало Национальную государственную нефтяную компанию, которая стала руководить нефтяной промышленностью страны. С декабря 1975 г. «Галф ойл» прекратила добычу нефти в Анголе, а в апреле 1976 г. возобновила ее. Ведутся переговоры с «Галф Ойл» об изменении условий эксплуатации нефтяных месторождений. В 1977 г. была национализирована компания «Ангол» — филиал португальской фирмы «Сакар».

Открытие нефтяных залежей в шельфовой зоне Анголы, по мнению некоторых специалистов, позволит в 1990 г. увеличить добычу нефти в стране до 25 млн. т. В настоящее время в Анголе ведутся поисково-разведочные работы примерно в 65 км к северу от устья р. Конго.

Залежи природного газа в стране не разведаны, но даже при таком положении оцениваются в 28,5 млрд. м³.

Почти вся добываемая в Анголе нефть в годы фашистского режима вывозилась в Португалию. Потребление нефтепродуктов в стране незначительное; с учетом потребностей иностранных фирм, оно не превышает 1,5 млн. т в год и удовлетворяется за счет производства их на единственном нефтеперерабатывающем заводе в г. Луанда. Мощность завода 0,7 млн. т сырья в год. Он принадлежит бельгийской компании «Петрофин». В 1973 г. этот завод был реконструирован, после чего мощность его увеличилась до 1 млн. т в год. Нет сомнения в том, что после окончательной победы над внутренними реакционными силами и иностранными интервентами энергетические ресурсы Анголы, как и остальные природные богатства страны, будут использоваться лишь в национальных интересах.

---

[1] «Petrol Econ.», 1975, v. 42, No. 10, p. 383—385.

АЛЖИР

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Алжир обладает значительными запасами полезных ископаемых (железная руда, ртуть, фосфориты, барит, серебро, цветные металлы, соль и т. д.), которые, однако, слабо изучены. Энергетические ресурсы страны — уголь, нефть и природный газ. В Алжире известны два угольных бассейна — на севере и на юге. Разведанные запасы первого бассейна оцениваются в 10 млн. т, запасы второго бассейна исчисляются в несколько десятков миллионов тонн.

Основой энергетического баланса Алжира является нефть, добыча угля малорентабельна и потому не развивается и запасы его не увеличиваются. Более того, с развитием нефтедобычи добыча угля резко сократилась до размеров, не имеющих практического значения в энергетическом балансе страны. Так, в 1950 г. в Алжире было добыто 258 млн. т угля, в 1954 г. — 303 млн. т, а в настоящее время ежегодная добыча его не превышает 20 млн. т в год.

Нефть

Поиски нефти в Алжире были начаты французскими компаниями еще в 50-х годах прошлого столетия. В 1904 г. была обнаружена первая в стране нефтяная залежь в районе Айн-Зефт, а через 10 лет открыто новое месторождение. Оно было единственным эксплуатирующимся месторождением Алжира до 1948 г., когда была обнаружена нефтяная залежь на месторождении Вад-Гетерини. Разработка этого месторождения началась в 1949 г. С 50-х годов Франция взяла под свой контроль руководство поисково-разведочными работами на нефть в Алжире. Созданное для этой цели «Бюро поисков нефти» выдавало ссуды частным компаниям, занимающимся поисками нефти.

До 1950 г. добыча нефти в Алжире не превышала 3 тыс. т в год. С 1950 г. в стране быстрыми темпами начала развиваться нефтяная промышленность. В 1954 г. южнее Айн-Салаха, в 1600 км от побережья было открыто газовое месторождение. Позже в этом районе было открыто еще 10 газовых месторождений. После этого открытия поисково-разведочные работы в Алжире заметно оживились.

В июне 1956 г. в Северной Сахаре, в 100 км к востоку от оазиса Уаргла было открыто гигантское нефтяное месторождение Хасси-Мессауд, разработка которого началась в 1959 г. Начальные запасы нефти этого месторождения оценены в 500 млн. т. Нефть месторождения Хасси-Мессауд по нефтепроводу перекачивается в Хауд-эль-Хамру, а оттуда на перевалочную базу в Бужи, где загружается в танкеры.

В течение 1956—1958 гг. в Алжирской Сахаре было открыто еще три нефтяных месторождения: Эджеле, Тигуэнтерин и Зарзаитин. Правящие круги Франции полагали, что эти открытия помогут им решить нефтяную проблему, и Франция перестанет зависеть от Англии и США в снабжении нефтью. Вначале Франция не хотела пускать в Алжир своих соперников, но США применили финансовый нажим и в результате были допущены к разработке нефтяных богатств Сахары.

В 1959 г. во Франции был принят «Сахарский нефтяной кодекс», предусматривавший значительные льготы нефтяным фирмам, работавшим в Сахаре.

Двери «нефтяного заповедника» Франции широко открылись для иностранных компаний. Был создан международный нефтяной картель, 50% акций которого было предоставлено нефтяной монополии США «Стандард ойл оф Нью-Джерси». Этот картель получил от французского правительства нефтяную концессию в Восточной Сахаре. В 1960 г. была выдана концессия франко-американской компании. Получили нефтяные концессии в Сахаре и другие нефтяные компании США. Иностранные нефтяные монополии развернули там активную деятельность.

Нефтяные месторождения Алжира находятся в благоприятном географическом положении, они близки к европейским рынкам и расходы на транспортировку нефти сравнительно невысоки. Нефть Алжира легкая, при ее переработке получается много бензина (до 43%). Вот почему вокруг алжирской нефти развернулась острая борьба между монополиями крупнейших капиталистических стран. Планы Франции сохранить за собой сахарскую нефть не осуществились. В марте 1962 г. в Эвиане между Временным правительством Алжира и французским правительством было подписано соглашение. В нем, в частности, предусматривалось право иностранных компаний на поиски и добычу нефти в Алжире. Французские компании получили особые преимущества. Такое соглашение, конечно, сильно ущемляло национальные интересы Алжира. Достаточно сказать, что в 1963 г. Алжиру досталась лишь 1/6 дохода, полученного иностранными компаниями.

В конце 1963 г. в Алжире была создана государственная нефтяная компания «Сонатрак». Сначала она занималась только сбытом и транспортом нефти и газа, а с 1966 г. стала осуществлять все виды деятельности в нефтяной промышленности.

В 1965 г. было заключено новое франко-алжирское соглашение, по которому права иностранных компаний были значительно ограничены. Все разведанные французскими компаниями нефтеносные площади были переданы франко-алжирской компании «Аскоп», а алжирская компания «Сонатрак» получила право на участие в поисках нефти. Кроме того, Франция должна была выплачивать Алжиру в течение 5 лет по 200 млн. франков и отчислять ему от чистой прибыли от 53 до 55%. Изменился и характер новых соглашений, заключаемых с иностранными компаниями. Доходы Алжира от нефти значительно возросли.

Государственная нефтяная компания Алжира с каждым годом укрепляла свои позиции, постепенно создавая материальную базу для развития национальной нефтяной промышленности. О расширении деятельности государственного сектора в нефтяной промышленности Алжира свидетельствуют следующие данные (в %):

Контроль над:	1962 г.	1969 г.
поисками нефти	4,6	56
добычей нефти	9	18
нефтепроводами	9	52
нефтепереработкой	10	56
Сбыт нефтепродуктов на внутреннем рынке	0	100

В 1970 г. правительство Алжира национализировало две американские компании — «Мобил» и «Ньюмонт оверсиз», а до этого скупило собственность английской компании «Бритиш петролеум». Затем была национализирована американская нефтяная компания «Синклер».

В настоящее время государственная компания «Сонатрак» контролирует 80% добычи нефти и 100% добычи газа. Национализировано 90% нефтедобывающей промышленности и все нефтепроводное хозяйство страны.

В настоящее время в Алжире сохранились только три иностранные компании. Все они являются младшими партнерами алжирской государственной нефтяной компании «Сонатрак», их доля в совместных предприятиях не превышает 49%.

Разведанные запасы нефти в Алжире по состоянию на начало 1974 г. оценивались в 1179 млн. т. Они сосредоточены в 82 месторождениях. Добыча нефти в Алжире составила (в млн. т):

1959 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
1,3	8,5	33,3	46,4	50,0	51,1	49,0	42,6

Предполагается, что добыча нефти в Алжире в 1978 г. достигнет 65 млн. т в год.

В 1973 г. алжирская государственная компания «Сонатрак» и испанская фирма «Хиспанойль» подписали соглашение о проведении совместных поисково-разведочных работ и добыче нефти на территории новых районов Алжира. Доля участия «Сонатрак» в этих совместных работах составляет 51%.

Большая часть нефти, добываемой в Алжире, экспортируется в западноевропейские страны.

Экспорт Алжира характеризуется следующими данными (в млн. т):

1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
26,0	46,0	46,6	46,0	42,0	35,0

Наибольшая доля алжирской нефти экспортируется в ФРГ, затем в США, Италию, Испанию и другие страны. Добыча нефти в Алжире ограничивается недостатком транспортных средств. До 1975 г. общая мощность нефтепроводов в стране составляла 52 млн. т в год. В 1975 г. в Алжире имелось около 4700 км магистральных нефтепроводов и 611 км находилось в процессе сооружения. В 1975 г. после окончания строительства нефтепровода Гасси — Наиди — Хамра — Скикда общая мощность нефтепроводов возросла до 70 млн. т в год. Предполагается, что к 1980 г. она достигнет 73 млн. т в год. Все нефтепроводы и газопроводы Алжира принадлежат государству.

Основные трубопроводы Алжира характеризуются следующими параметрами:

	Длина, км	Диаметр, мм	Мощность, млн. т
Хауд-эль-Хамра — Арзев	805	711	22
Хауд-эль-Хамра — Скикда	637	864	12
Хауд-эль-Беджания	660	610	17
Ин-Аменас — Ла-Скирра	775	609	11
Оханет — Хауд-эль-Хамра	518	762	8

В Алжире наметилась ярко выраженная тенденция к экспорту не только нефти, но и готовых нефтепродуктов. Постепенно создается нефтеперерабатывающая база. До 1964 г. Алжир практически не имел нефтеперерабатывающих заводов. В 1974 г. в стране было четыре завода общей мощностью около 6 млн. т

нефти в год. Они производят в год более 5 млн. т нефтепродуктов, потребление которых в стране составляет 2,5—2,7 млн. т. Излишек нефтепродуктов Алжир экспортирует.

Газ

До открытия в 1956 г. в Сахаре уникального газового месторождения Хасси-Р'Мель газ в промышленных масштабах в стране не добывался. Месторождение Хасси-Р'Мель (в эксплуатации с 1961 г.) по запасам газа уступает лишь гигантскому газовому месторождению капиталистического мира Гронинген (Нидерланды). Запасы его оцениваются в 1,5 трлн. м³. Общие разведанные запасы газа в Алжире составляют около 3,0 трлн. м³ (1975 г.). Они сосредоточены в 59 месторождениях, из которых наиболее крупными являются Хасси Р'Мель, Рурд-Нусс, Тин-Фуле и Альрар.

Более 80% алжирского газа приурочено к газоконденсатным месторождениям. Такой газ по сравнению с попутным нефтяным газом лучше сепарируется, его обработка обходится дешевле, он имеет более высокую теплотворную способность и содержит в среднем около 84% метана. Добыча газа в Алжире составляет (в млрд. м³):

1962 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
0,3	1,8	2,9	8,6

Добыча и использование газа в стране невелики, хотя увеличиваются с каждым годом. В 1975 г. количество использованного газа составило 51%, остальной газ был сожжен в факелах. Потребление газа в Алжире — 5 млрд. м³.

Около 90% добываемого в Алжире газа идет на экспорт, только в Западную Европу Алжир ежегодно поставляет около 44 млрд. м³ газа. С 1964 г. газ экспортируется в Англию, Францию, Италию и Испанию в сжиженном виде.

Два завода по сжижению природного газа построено в Арзеве и один завод в Скикде. Общая мощность заводов — 6,3 млрд. м³ природного газа в год. В 1979 г. она возрастет до 30 млрд. м³ в год. Газ в Арзев и Скикду поступает по газопроводам. До создания государственной компании «Сонатрак» в стране имелся всего один газопровод длиной 600 км. Теперь построены газопроводы Хасси-Р'Мель — Арзев, Хасси-Р'Мель — Релизан, Хасси-Р'Мель — Скикда, Хасси-Мессауд — Хасси-Р'Мель — Арзев и др. Все они принадлежат государственной компании «Сонатрак».

Для экспорта природного газа в Западную Европу начато строительство газопровода протяженностью 2500 км, пропускной способностью 12 млрд. м³ в год. Изучается возможность постройки газопровода от месторождения Хасси-Р'Мель до порта Мостаганем и далее по дну Средиземного моря (200 км) на глубине 2700 м до Картахена в Испании. В настоящее время газ экспортируется в Западную Европу в метановозах в сжиженном виде. Экспорт газа даже в сравнительно небольшом количестве составляет 2,3% общего экспорта страны.

В Алжире имеется три танкера-метановоза емкостью 40, 50 и 120 тыс. м³. Предполагается построить 30 танкеров-метановозов емкостью по 125 тыс. м³ каждый. В связи с вводом в эксплуатацию новых установок по сжижению газа экспорт его в 1977 г., вероятно, достигнет 50 млрд. м³.

Ресурсы гидроэнергии в Алжире очень незначительны и не имеют практического значения для энергетического баланса страны.

В 1972 г. в Алжире близ г. Таманрассет (центр Сахары) открыто первое в стране месторождение урановой руды с запасами — 12 тыс. т. Среднее содержание урана в руде 0,2%. Месторождение готовится к эксплуатации.

АРАБСКАЯ РЕСПУБЛИКА ЕГИПЕТ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Арабская Республика Египет (АРЕ) богата различными полезными ископаемыми. Энергетические ресурсы ее представлены нефтью (в 1975 г. извлекаемые запасы оценивались примерно в 400 млн. т) и природным газом (запасы определяются в 1,4 млрд. м^3). Имеются большие потенциальные мощности гидроэнергии. После победы Египта в октябрьской войне 1973 г. в стране оживилась деятельность национального хозяйства, в том числе и нефтяной промышленности. В последнее время руководство АРЕ стало привлекать в страну капитал США.

Нефть

Промышленная добыча нефти в Египте началась в 1910 г., после того, как англичане получили нефть на площади Гемза (1908 г.). В период 1913—1918 гг. в Египте было открыто еще два месторождения нефти — Хургада и Абу-Дурба. В 1973 г. было открыто нефтяное месторождение Рас-Гариб. После этого открытия США и Великобритания активизировали поисково-разведочные работы в районе Суэцкого залива и на Синайском полуострове. В 1946 г. было открыто нефтяное месторождение Рас-Судр, а в 1948 г. — месторождение Асл, а позднее Вади-Фейран, Матарма и др.

До 1947 г. деятельность иностранных компаний в Египте не регламентировалась, они были полными хозяевами нефтяных ресурсов страны.

В 1947—1948 гг. было принято два новых закона о нефтяных месторождениях, предоставляющих права разработки их только тем компаниям, большая часть акций которых принадлежала египетскому капиталу. Кроме того, был запрещен вывоз нефти из Египта. Иностранные компании бойкотировали эти законы и прекратили буровые работы, надеясь на уступки египетского правительства, и они не ошиблись. В 1952 г. был принят новый закон, предоставлявший право на поиски и разработку нефтяных месторождений иностранным компаниям. Деятельность последних снова оживилась. Последовал ряд новых открытий.

В 1955—1957 гг. на Синайском полуострове были открыты нефтяные месторождения Белиам и Абу-Рудайс. К этому времени в Египте уже имелось девять нефтяных месторождений, все — в районе Суэцкого залива.

В 1967 г. в результате агрессии Израиль захватил синайские нефтяные месторождения Египта — Белаим, Сидри и другие, которые обеспечивали основную добычу нефти в стране. После этого поисковые работы начались в других районах страны, в результате на западном берегу Суэцкого залива было открыто крупное нефтяное месторождение Морган, введенное в эксплуатацию в 1967 г. и дающее более 8 млн. т нефти в год.

В 1966 г. было открыто и в 1968 г. введено в эксплуатацию нефтяное месторождение Аламейн, расположенное в Западной Пустыне (Каттара). В том же году в пустыне было открыто газоконденсатное месторождение Абу-Мади и нефтяные месторождения Умбарака, Абу-Сеннан, Камель-Пасс и др. Во второй половине 1974 г. в АРЕ было обнаружено нефтяное месторождение Рамадан.

Агрессия Израиля нанесла нефтяной промышленности Египта огромный ущерб. Однако открытия нефтяных месторождений в последние годы позволили не только восстановить, но и увеличить добычу нефти, что видно из следующих данных (в млн. т):

1940 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1969 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,9	2,3	1,7	3,4	6,4	16,0	19,0	13,5	12,1	15,7

В соответствии с соглашением между Египтом и Израилем египтянам в 1975 г. были возвращены только нефтепромыслы в Абу-Рудайсе и в Рас-Судре, большая же часть Синайского полуострова продолжает быть оккупированной Израилем.

В 1957 г. была создана египетская государственная национальная компания. Она полностью осуществляет переработку, транспорт и реализацию нефти и газа, а также контролирует деятельность иностранных компаний, которая ограничена только разведкой и добычей этих полезных ископаемых.

Иностранные компании ведут разведку на свои деньги. Расходы их на поисково-разведочные работы подлежат возмещению в размере 50% только в случае открытия промышленных запасов нефти. Эксплуатация месторождений осуществляется совместно, с равной долей участия обеих сторон.

К 1975 г. Египетская генеральная нефтяная корпорация («ЕГНК») подписала более 30 концессионных соглашений с нефтяными компаниями США, Японии, ФРГ, Бразилии и других стран на производство поисково-разведочных работ на нефть. Эти соглашения предусматривают благоприятные условия для деятельности иностранных компаний (гарантии для капиталовложений, освобождение от налогов, право вывоза получаемой прибыли и т. п.). В частности, компания США «Шеврон ойл» ведет поисково-разведочные работы вблизи г. Гемза на берегу Суэцкого залива.

В настоящее время в стране действует несколько смешанных компаний (национальные вместе с итальянской «ЭНИ», американскими «Мобил ойл» и «Экссон», бразильской «Петробраз» и др.). Компания «Мобил ойл» получила в Египте нефтяную концессию сроком на 20 лет на эксплуатацию нефтяных месторождений к югу от Суэцкого залива на площади в 200 тыс. га. Недавно заключено соглашение с фирмами японской компании «Джапэн петролеум» на проведение поисково-разведочных работ на нефть на территории площадью 527 км² к востоку от г. Рас-Бакр. С помощью подобной нефтяной политики АРЕ полагает довести добычу нефти в стране в 1980 г. до 50 млн. т.

В результате военной агрессии Израиля было прекращено судоходство по Суэцкому каналу, который всегда был важнейшим нефтяным путем. До 1956 г. его эксплуатировала Англия. В июле 1956 г. он был национализирован Египтом. Объем перевозок нефтяных грузов через канал в 1956 г. достиг 180 млн. т (в 1955 г. — 70 млн. т).

Особое значение Суэцкий канал имел как нефтяная магистраль для транспортировки средневосточной нефти на европейский и американский рынки.

Путь через канал по сравнению с путем вокруг Африки сокращает расстояние из Англии на Дальний Восток на $^1/_3$, в Индию — на $^2/_5$, в Кувейт — в 1,5 раза, а из Италии, Греции и других стран Средиземного моря в страны Персидского залива — в 3 и 5 раз.

В 1955 г. канал принес Англии 34,5 млрд. франков чистого дохода, а Египет получил только 3% от этой суммы.

В ответ на национализацию канала ведущие капиталистические страны Запада блокировали египетские вклады, находившиеся в их банках, а в октябре 1956 г. Англия, Израиль и Франция при активной поддержке США начали вооруженные действия против Египта. Хозяйство канала было разрушено. Он бездействовал 8 лет. Убытки понесли многие страны. Только за первые четыре года его вынужденного бездействия убытки превысили 7 млрд. долл. и, ежегодно увеличиваясь на 1,7 млрд. долл. [1], достигли 13 млрд. долл. С помощью Советского Союза канал был разминирован и открыт к судоходству в июне 1975 г. для судов дедвейтом до 60 тыс. т. Через 5—6 лет по нему будут проходить супер-танкеры дедвейтом 250 тыс. т и более.

В настоящее время в АРЕ действуют девять магистральных нефтепроводов общей протяженностью 643 км, мощностью 10,5 млн. т в год. Сооружается двухниточный нефтепровод Суэц-Александрия мощностью до 80 млн. т в год; его протяженность 325 км, диаметр 1066 мм. Нефтепровод вступит в эксплуатацию в 1977 г. Он принадлежит консорциуму, состоящему из нескольких компаний Италии. Нефтепровод предназначен для перекачки нефти, добываемой в арабских странах, к порту Александрия на Средиземном побережье; его производительность 80 млн. т в год с расчетом увеличения до 117 млн. т в год.

Нефтеперерабатывающая промышленность. До начала 50-х годов примерно около 68—70% потребностей в нефтепродуктах Египет покрывал за счет импорта. С 50-х годов началось строительство нефтеперерабатывающих заводов. В 1960 г. заводы АРЕ производили более 4 млн. т нефтепродуктов, в 1965 г. — около 8 млн. т.

Нефтеперерабатывающие заводы Египта сильно пострадали от агрессии Израиля. В 1968 г. израильские войска вывели из строя два основных завода страны. Часть уцелевшего оборудования была вывезена на заводы в Александрию и Каир.

В 1975 г. производственная мощность четырех заводов Египта составила 11,3 млн. т нефти в год. Эти заводы расположены: в Александрии (мощность 3,5 млн. т в год), в г. Мостород близ Каира (мощность 3 млн. т), в г. Амрия (1,1 млн. т) и в г. Танта. Предполагается, что к 1980 г. общая мощность нефтеперерабатывающих заводов Египта достигнет 13,2 млн. т.

Газ

До начала 70-х годов в Египте добывался только попутный нефтяной газ. Первое месторождение природного газа — Абу-Мади было открыто в 1967 г. в дельте Нила, в 180 км к северу от Каира. С 1975 г. оно эксплуатируется, обеспечивая добычу газа 3 млн. м^3 в сутки. Затем были открыты газовое месторождение Абу-Сеннан, газонефтяное Абу-Гарадик (Западная Пустыня) и морское газо-

[1] «Мировая экономика и международные отношения», 1975, № 8, с. 96—97.

конденсатное — Абу-Кир, недалеко от Александрии. Газ месторождения Абу-Кир используется на электростанции и на химических предприятиях Александрии, а месторождений Абу-Мади и Абу-Гарадик — на электростанциях, цементных и химических заводах. Некоторое количество газа до сих пор сжигается в факелах. Общие запасы природного газа в АРЕ в 1975 г. оценивались в 142 млрд. м³ (в том числе 57 млрд. м³ на месторождении Абу-Каир и 20 млрд. м³ на месторождении Абу-Мади). В 1975 г. в АРЕ добыто 1,4 млрд. м³ газа.

В стране имеется несколько газопроводов. Основные из них: Абу-Гарадик — Хелуан протяженностью 320 км, диаметром 570 мм и Абу-Гарадик — побережье Средиземного моря, где газ будет очищаться и отправляться на экспорт. Заканчивается строительство газопровода от месторождения Абу-Мади до завода минеральных удобрений и электростанции.

Гидроэнергия

В АРЕ имеются большие потенциальные мощности гидроэнергии. В 1970 г. в Египте была достигнута проектная мощность Асуанского гидроэнергетического узла, построенного с помощью Советского Союза. Высота Асуанской плотины 110 м. Помимо защиты от наводнений, плотина в значительной степени способствовала развитию сельского хозяйства.

Асуанский комплекс позволил увеличить посевные площади Египта почти на 30%. Посевы риса возросли более чем в 4 раза. Увеличились и стали стабильными урожаи кукурузы.

Большую роль Асуанская ГЭС играет и в развитии промышленности. Установленная мощность ее — 2100 МВт. Асуанский гидрокомплекс уже окупил свою стоимость. В 1972 г. благодаря его наличию Египту удалось преодолеть сильную засуху, грозившую стране тяжелыми последствиями. ГЭС выработала около 4,5 млрд. кВт·ч электроэнергии, тогда как в 1958 г. вся страна вырабатывала всего лишь 1,9 млрд. кВт·ч. В 1976 г. потребление электроэнергии в стране находилось на уровне 15,5 млрд. кВт·ч (из них 10 млрд. кВт·ч дает Асуанский гидроузел), а в 2000 г. прогнозируется на уровне 85 млн. кВт·ч. Такой рост стал возможен только в результате большой и бескорыстной помощи АРЕ со стороны Советского Союза.

Советский Союз оказал большую помощь Египту не только в создании национальной нефтяной промышленности, но и в строительстве 148 промышленных предприятий. При участии советских специалистов проводились работы по освоению 126 тыс. га пустынных земель.

После агрессии Израиля в 1967 г. с помощью Советского Союза был полностью восстановлен военный потенциал Египта.

Египет располагает запасами урана, приуроченного к фосфатным месторождениям. Общие запасы урана в фосфатах оцениваются в 1,6—3 млн. т. Извлечение урана из фосфатов предполагается начать с 1978 г. (в размере 120 т в год) [1].

---

[1] «Ann. Nucl. Sci and Engl.», 1974, v. 1, No. 7—8, p. 459—462.

ЛИВИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Нефть

Природные богатства страны исследованы слабо. Совсем недавно Ливия даже не числилась в мировой статистике как нефтедобывающая страна, а теперь она добывает более 70 млн. т нефти в год.

По последним данным, разведанные запасы нефти в Ливии оцениваются в 3,1 млрд. т. Нефть составляет основу не только энергетики страны, но и всей ее экономики. При незначительном потреблении нефти для собственных нужд, экспорт ее обеспечивает Ливии ежегодно крупные суммы валютных поступлений.

В свое время Ливия собственными силами добывала только соль. Поиски, а затем и добыча нефти находились безраздельно в руках англо-американских нефтяных монополий. Первая промышленная нефть в Ливии была получена в 1958 г. американской компанией «Эссо» в Атшане (вблизи границы с Алжиром). Это открытие привлекло интерес многих иностранных компаний, устремившихся в Ливию в поисках «Нефтяного Эльдорадо». В 1959 г. было открыто крупнейшее месторождение Зелтен с запасами нефти около 280 млн. т. Это открытие и следует считать началом промышленной добычи нефти в Ливии. О масштабах деятельности иностранных нефтяных компаний в те годы можно судить по таким данным: в 1956 г. капиталовложения в нефтяную промышленность Ливии составили 13 млн. долл., а в 1963 г. — уже 1084 млн. долл. Только за три года (1957—1959 гг.) в Ливии было открыто семь крупных месторождений. В последующие два года (1960—1961 гг.) было открыто еще семь месторождений, в том числе уникальное месторождение Сарир с запасами нефти 1,0 млрд. т.

В настоящее время в Ливии известно более 150 месторождений нефти (наиболее крупные из них, помимо Зелтена и Сарира, Интизар, Амал, Ваха, Рагуба, Дефа, Самах, Хатейба и др.). Большая часть месторождений находится во впадине Сирт Сахаро-Ливийского нефтегазоносного бассейна.

Высокое качество нефти, близость к западноевропейскому рынку, высокая производительность скважин (в среднем 200 т/сут.) — все это вызвало большой интерес иностранных фирм к ливийской нефти. Несколько десятков компаний развернули там свою деятельность. В основном это компании, контролируемые «Международным нефтяным консорциумом». Почти половина территории страны оказалась в руках концессионеров — иностранных нефтяных монополий. Добыча нефти в Ливии составляет (в млн. т):

1961 г.	1965 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,7	58,8	159,0	232,5	106,0	105,0	77,0	71,0

Уже в 1969 г. Ливия вышла на пятое место в мире по объему добычи нефти. Почти вся нефть, добываемая в стране, экспортируется преимущественно в страны Западной Европы. Так, в 1974 г. из добытых 77млн. т нефти 70 млн. т было экспортировано. После нефтяного кризиса 1973 г. правительство Ливии начало проводить политику сокращения добычи нефти в целях сохранения

национальных нефтяных богатств. Есть предположения, что добыча нефти в стране будет снижена до 60 млн. т в год.

В апреле 1968 г. в Ливии была создана государственная нефтяная компания «Липетко». Ей было предоставлено право заниматься всеми видами деятельности в нефтяной промышленности: поисками, добычей, переработкой, транспортом и сбытом нефти. Все эти операции она могла выполнять самостоятельно или совместно с иностранными компаниями путем создания смешанных фирм. «Липетко» также получила право контроля за выполнением обязательств концессионерами — иностранными компаниями.

В том же году государственная нефтяная компания Ливии и французские компании «ЭРАП» и «СНПА» создали совместную нефтяную корпорацию «ЛИНК» для поисков и разработки нефтяных месторождений.

В 1969 г. «Липетко» подписала соглашение о совместных поисках и разработке нефтяных месторождений с итальянским объединением «ЭНИ» и американской компанией «Эшленд ойл». В том же году было подписано соглашение о совместных поисках и разработке нефтяных залежей с фирмой «Сиртика шелл» — филиалом «Ройял датч-шелл». Заключение подобных договоров Ливия расценивала как первый шаг на пути к созданию национальной нефтяной промышленности и постепенному развертыванию деятельности государства во всех звеньях этой отрасли. В начале этого процесса примерно 90% общей добычи нефти в стране приходилось на нефтяные компании США и около 10% на ливийские компании.

В 1969 г. в Ливии произошел революционный переворот. В 1970 г. правительство Ливии приняло несколько важных законов о нефти. Во-первых, компания «ЛИНК» была преобразована в национальную нефтяную компанию, а компания «Липетко» была ликвидирована, ее права на участие в совместных работах с иностранными компаниями были также переданы «ЛИНК». Во-вторых, правительство Ливии национализировало собственность отделения американской компании «Эссо», англо-голландской «Шелл» и частично ливийской частной компании «Петроль либиа», занимавшихся сбытом нефтепродуктов в Ливии. Была также национализирована собственность итальянской компании «Аджип газ», занимавшейся продажей газа. В декабре 1971 г. Революционный Совет Ливии объявил о национализации английской нефтяной компании «Бритиш петролеум». В ноябре 1973 г. было национализировано около половины (51%) акций американских компаний («Континентл ойл», «Маратон ойл» и «Амерада-Хесс»), добывающих в Ливии более 40 млн. т нефти в год. Ливия обязалась выплатить этим компаниям 37 млн. долл. и продавать им нефть.

Таким образом, в настоящее время Ливия установила контроль над 85% добычи нефти на материке и 81% добычи ее на морских площадях. Между Ливией и Индией было заключено соглашение о совместном проведении поисково-разведочных работ на нефть. Затем Индия с согласия Ливии привлекла в качестве партнера Румынию.

Большинство нефтяных месторождений Ливии удалено от моря на 144 км и более, а потому добыча там зависит от пропускной способности трубопроводов, соединяющих нефтяные месторождения с портами Средиземного моря. К 1974 г. общая длина магистральных трубопроводов Ливии составляла 3050 км.

С двенадцати месторождений Ливии (Зелтен, Дахра, Ваха, Рагуба, Самах и др.), расположенных в 100—150 км от побережья залива Сирта, нефть транспортируется к побережью Средиземного моря по трубопроводам: Зелтен — Марса-эль-Брега длиной 168 км, диаметром 762 мм, мощностью 50 млн. т в год, Дахра — Сирт протяженностью 145 км, диаметром 762 мм, мощностью 45 млн. т в год, Хофра — Рас-Лануф длиной 179 км. Нефть с месторождения Серир перекачивается к Средиземному морю по нефтепроводу Серир — Марса-эль-Харига протяженностью 863 км, пропускной способностью 60 млн. т в год. Нефтепровод из района Каланша в Тобрук имеет диаметр 863 мм, длину 512 км, мощность 30 млн. т в год. Порт Тобрук может принимать крупные танкеры (свыше 100 тыс. т дедвейта). Он имеет два причала. Нефть с крупного месторождения Идрис перекачивается в порт Эз-Зуэтина. Дальнейшее развитие нефтедобычи в стране зависит от строительства новых нефтепроводов.

Нефтеперерабатывающая промышленность. Нефтеперерабатывающая база в Ливии только начинает создаваться. Два небольших завода перерабатывают 0,5 млн. т нефти в год. В 1974 г. построен третий завод в Завиа (Триполи) мощностью 3 млн. т сырья в год. В настоящее время этот завод расширяет итальянская компания «СНАМ», его мощность достигнет 6 млн. т в год. Идет подготовка к сооружению нефтеперерабатывающих заводов в Тобрике мощностью 11 млн. т в год и в г. Мисурата. Кроме того, намечается строительство нефтеперерабатывающего завода мощностью 20 млн. т. По окончании строительства к концу 1978 г. мощность нефтеперерабатывающих заводов в Ливии составит 50 млн. т в год. Кроме того, ФРГ строит в Ливии (в Брега) нефтехимический комплекс, который будет готов к 1978 г.

Достоверные запасы природного газа в Ливии оцениваются примерно в 0,9 трлн. м^3, из них 70% попутного нефтяного газа. Эти ресурсы пока не используются.

НИГЕРИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

До второй половины 50-х годов основой энергетики Нигерии являлся каменный уголь. Разведанные запасы его в стране оцениваются в 350 млн. т. Этих запасов Нигерии хватит на многие годы. В настоящее время основную роль в энергетическом балансе страны играет нефть.

Нефть

Нефть в Нигерии впервые была обнаружена компанией «Шелл» в 1937 г., когда было открыто нефтяное месторождение Д'Арси. В те годы выявленные запасы нефти были ничтожны и иностранные компании не проявили к ним интереса. Только после того, как в 1956 г. был национализирован Суэцкий канал и нефтяные монополии лишились основного пути транспортировки нефти с Ближнего и Среднего Востока, компании «Мобил ойл» и «Бритиш петролеум» заинтересовались нигерийской нефтью. Несколько позже в Нигерию устремились американские компании «Галф ойл» и «Тексако», а затем итальянская «ЭНИ»,

французская «ЭРАП» и др. Началась ожесточенная борьба за нефтяные ресурсы Нигерии. Основные позиции долгое время занимала компания «Шелл — БП», на долю которой приходилось около 70% общей добычи нефти в стране. Она разрабатывала в Нигерии более 30 нефтяных месторождений (в том числе самые крупные — Джонс-Крик и Имо). В 1965 г. эта компания сдала в эксплуатацию транснигерийский нефтепровод, соединивший нефтяные промыслы восточной части страны — Бому, Имо, Умуечем, Обигбо, Корокоро и другие — с нефтяными месторождениями средне-западной области Бонни, где был построен порт для налива танкеров. Наличие нефтепровода и порта позволило компании «Шелл — БП» быстро увеличить добычу нефти на месторождениях этих двух районов. Расширили свою деятельность компании «Галф», «Мобил», «Тексако», «Сафран» и др.

Добыча нефти в стране увеличивается быстрыми темпами, составив (в млн. т):

1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
13,0	53,4	89,5	101,4	112,0	87,8

В настоящее время по размерам добычи нефти Нигерия занимает второе место в Африке (после Ливии) и седьмое место среди капиталистических стран. Более 96% нефти, добываемой в Нигерии, экспортируется в США, Великобританию, Францию и другие страны. Нефть Нигерии высокого качества, парафинистая, с низким содержанием серы. Дебит скважин высокий — от 100 до 500 т/сут, а на открытых в 1974 г. месторождениях в акватории (Северный Апой и Аммату) и на материке (Охариф и Абама) — от 700 до 2000 т/сут. Глубина залегания продуктивных пластов — от 1500 до 4000 м. Потребление нефтепродуктов в стране мизерное — 28 л на человека в год.

В мае 1967 г. Восточная область Нигерии, на долю которой тогда приходилось 85 % всей добычи нефти, объявила о своем выходе из Федеративной республики и о создании самостоятельного государства Биафра. В стране началась гражданская война, добыча нефти на востоке Нигерии была прекращена. В те дни нефть там добывала лишь компания «Галф» на подводных месторождениях Окан и Южная Дельта. Гражданская война в Нигерии продолжалась два года. Она сильно затормозила развитие добычи нефти, не повлияв только на разработку морских месторождений. Во время войны сильно пострадали порт Бонни, трубопроводы, нефтехранилища и другое нефтяное хозяйство. После войны деятельность всех нефтяных компаний, работавших в Нигерии, оживилась.

В начале 70-х годов правительство Нигерии издало ряд законов, ограничивающих деятельность иностранных нефтяных компаний. В 1971 г. в стране была организована национальная нефтяная компания («ННОК»), которой предоставлено право деятельности (в том числе добыча, переработка и реализация нефтепродуктов) на всей территории страны, исключая площади, на которые ранее были выданы концессии.

С 1972 г. прекращена выдача нефтяных концессий частным лицам. Принятый в том же году нефтяной декрет предусматривает, что по истечении сроков концессий (1989—1999 гг.) территория, принадлежащая им, переходит к национальной нефтяной компании. Ей предоставлено право выбирать себе

партнеров для поисков и разработки нефтяных месторождений. В смешанных компаниях не менее 51% акций должно принадлежать Нигерии. Недавно правительство Нигерии пересмотрело условия деятельности всех иностранных компаний. Доля участия Нигерии в них увеличена до 55%, что значительно укрепило позиции национальной государственной компании.

В настоящее время в нефтяной промышленности Нигерии работают 20 компаний, из них 10 — США. Основная добыча приходится на компании «Шелл», «Галф ойл», «Мобил ойл», «Тексако» и «АДЖИП».

В 1972 г. Нигерия вступила в организацию «ОПЭК», а через год подписала соглашение с СССР о совместных поисках полезных ископаемых и о подготовке специалистов-нефтяников. С помощью СССР в г. Варри построен учебный корпус по подготовке специалистов-нефтяников. Многие нигерийцы обучаются в вузах Советского Союза. В настоящее время в Нигерии открыто более 180 нефтяных месторождений на суше и примерно 30 месторождений в акватории Гвинейского залива на расстоянии 10—20 км от берега при глубине моря от 8 до 20 м. Наиболее крупные месторождения нефти расположены в акватории Окан и Мерен. В стране разрабатывается около 90 нефтяных месторождений. Общие разведанные запасы нефти в Нигерии оцениваются в 2,7 млрд. т. Общая протяженность магистральных нефтепроводов составляет 772 км.

Нефтеперерабатывающая промышленность. В Нигерии имеется только один нефтеперерабатывающий завод — в Порт-Харкоте, производственная мощность его около 3 млн. т нефти в год. Он принадлежит государству.

Намечается строительство еще двух нефтеперерабатывающих заводов вблизи городов Ватри и Кадун общей мощностью 12,3 млн. т в год.

Газ

В Нигерии добывается главным образом попутный газ на нефтяных месторождениях Агбада, Кокори, Коро-Коро и Умуэчем. Запасы его, по последним данным, оцениваются в 1,3 трлн. м³. Основные нефтегазовые месторождения расположены в южных и юго-восточных районах страны (на суше и в акватории). Объем добычи попутного газа составил в 1975 г. примерно 21 млрд. м³. Большая часть газа сжигается в факелах, потребление его незначительно всего 2% (в 1974 г. — 547 млн. м³) от общего количества сжигаемого газа. Потребители находятся далеко от пунктов добычи газа, а газопроводов к ним нет. Предполагается построить два завода по сжижению газа и сжиженный газ экспортировать на восточное побережье США.

Уран

В Нигерии имеются месторождения урановой руды. Одно из них находится в районе Акута, второе недавно открыто в районе Аррит, недалеко от первого. Содержание окиси урана в руде второго месторождения составляет 0,4%. Достигнуто соглашение о совместной разработке этого месторождения японской и нигерийской компаниями. На месторождении будет добываться урановый

концентрат в количестве 2 тыс. т в год (U_3O_8), из которых 43,3% будут принадлежать Японии. Разработка месторождения начнется в 1979 г.

В 1971 г. в Нигерии начата добыча урановой руды. Производство уранового концентрата в Нигерии в 1975 г. составило примерно 1,5 тыс. т. К 1980 г. оно, вероятно, увеличится до 2,5 тыс. т (по содержанию U_3O_8). Производство U_3O_8 сосредоточено в районе г. Арлит. Им занимается французская компания, принадлежащая французскому Комиссариату по атомной энергии.

Французский Комиссариат эксплуатирует в Нигерии также месторождение урана, расположенное в районе г. Акокан (южнее р. Арлит). Содержание урана в руде этого месторождения высокое — более 4%, запасы урана здесь оцениваются в 30 тыс. т (по содержанию металла). В начале 80-х годов урановое сырье начнет поступать и с месторождения Имурафен (в 70 км от г. Арлит). Это месторождение будут эксплуатировать несколько иностранных компаний (Франции, США, Японии, Италии и Канады).

СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА

Из трех стран Северной Америки (США, Канада, Мексика) наиболее развитыми в экономическом отношении являются США и Канада. Запасы энергетических ресурсов в североамериканских странах значительны, особенно в США. В 1974 г. извлекаемые экономически выгодные запасы угля в Северной Америке оценивались в 190,6 млрд. т, запасы нефти около 5 млрд. т (без учета запасов Аляски), газа более 6,6 трлн. м³. Гидроэнергетический потенциал Северной Америки оценивается в 194 тыс. МВт, запасы урана более 454 тыс. т (U_3O_8). Кроме того, в США и Канаде имеются запасы битуминозных сланцев, содержащих в общей сложности около 340 млрд. т сланцевого масла. В трех странах Северной Америки в 1975 г. было выработано электроэнергии около 2,5 трлн. кВт·ч, из них 2213 млрд. кВт·ч в США.

Таким образом, Северная Америка самый богатый регион американского континента по запасам всех основных первичных источников энергии и занимает первое место в мире по добыче энергетических ресурсов. Однако за приведенными средними показателями по энергетике крупнейшего региона американского континента скрывается далеко не одинаковое положение каждой страны в отдельности. Так, США характеризуются высоким производством электроэнергии (в 1975 г. 2213 млрд. кВт·ч), а в Мексике около 50% населения до сих пор проживает в неэлектрифицированных районах, в США душевое производство всех видов первичных источников энергии превысило 12 т у. т. на одного жителя, а в Мексике эта величина в несколько раз меньше и т. д. Неравномерность в экономическом развитии — одна из особенностей капитализма. Для Северной Америки в целом средние данные не характерны, так как по всем основным показателям энергетического хозяйства (запасы, добыча, потребление и т. д.) первое место занимают США. Обратимся к рассмотрению энергетического хозяйства каждой страны этого региона в отдельности.

США

На долю Соединенных Штатов Америки приходится 6% населения земного шара и около 35% мирового потребления энергии. Среднегодовые темпы прироста потребления всех видов энергии в США с 1930 по 1960 г. составляли 2%, в 60-х годах — 2,7%, за пять предшествующих 1973 г. лет — 5%, а в последние пять лет всего лишь 1,4%, тогда как численность населения в период 1966—1970 гг. увеличивалась в среднем только на 1,2% в год и в 1976 г. достигла 214,6 млн. человек.

Велики и абсолютные размеры потребления всех видов энергии в США: 1960 г. они составили 1540 млн. т у. т., в 1975 г. — 2631 млн. т у. т.

Душевое потребление всех видов энергии в последние годы в США оценивалось примерно в 12 т у. т. (против 3,7 т в Японии и 4,5 т у. т. в западноевропейских странах — членов ЕЭС).

Удельный вес США в общем потреблении основных видов энергии в капиталистическом мире в начале 70-х годов составлял: природного газа — более 70%, нефтепродуктов — около 40%, угля — 30%, уранового концентрата — около 50%, электроэнергии — 47%.

За этими данными скрывается не только (а может быть и не столько) высокий уровень индустриального развития США, но и расточительное расходование энергетических ресурсов, что сейчас признается в США государственными деятелями, учеными и большинством американцев.

Энергетическая политика в наши дни привела к тяжелому положению энергетического хозяйства и всей экономики США со всеми вытекающими отсюда последствиями. Это положение создалось в стране, располагающей значительными запасами всех первичных источников энергии.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

На долю угля в США приходится около 88% всех разведанных запасов горючих ископаемых.

Разведанные запасы угля в США оцениваются в пределах 2,9 трлн. т (до глубины 1800 м), что составляет примерно 20% мировых запасов. Извлекаемые запасы угля при современном уровне 136 млрд. т [1]. При современном уровне потребления этих запасов хватит более, чем на 300 лет, а разведанных запасов — на пять тысяч лет. Примерно 89% общих разведанных запасов угля расположено на глубине до 900 м, остальные — на глубине 900—1800 м.

Запасы угля сосредоточены в семи провинциях в разных районах США — это Восточная провинция (бассейны Род-Айленд, Пенсильванский, Виргиния и Аппалачский), Внутренняя провинция (бассейны Мичиган, Иллинойс, Западный и Южный), побережье Мексиканского залива, Северные Великие равнины, Скалистые горы, Тихоокеанское побережье и Аляска. Наиболее богатые залежи угля расположены в трех провинциях: Внутренней (49,6), Восточной (34%) и в районе Скалистых гор (около 15%).

Разведанные запасы угля в штате Орегон оцениваются в 1,8 млрд. т. Они сосредоточены на северо-востоке этого штата на землях индейской резервации. В 1970 г. здесь построен углепровод протяженностью 442 км к ТЭС, мощность которой 1500 МВт. Добыча угля в этом штате ведется открытым способом.

В штате Колорадо уголь высокого качества по сравнению с углем других штатов. Максимальная добыча угля здесь достигла 11,5 млн. т в год, к 1973 г. она снизилась до 2,6 млн. т и теперь стабилизировалась на уровне 5 млн. т в год. Примерно 40% общей добычи угля в штате Колорадо приходится на коксующийся уголь, 45% угля потребляется ТЭС. В штате имеется пять угледобывающих районов. Запасы угля до глубины 915 м оцениваются в 336 млрд. т. Уголь этого штата содержит до 2,5% серы. ТЭС обычно строят около угольных шахт.

В штате Монтана уголь добывается открытым способом, запасы угля 34 млрд. т. Здесь известно 55 угольных месторождений, из них разрабаты-

[1] «Уголь», 1976, № 10, с. 68.

ваются только 3, которые дают около 8 млн. т угля в год. В основном уголь используется ТЭС.

Достоверные запасы угля в штате Оклахома находятся в бассейне Аркома. Запасы в размере около 400 млн. т могут разрабатываться открытым способом. Добыча угля в штате до 4,5 млн. т в год.

В штате Северная Дакота сосредоточены значительные запасы бурого угля. Мощность угольных пластов от 6 до 12 м. В некоторых месторождениях угля содержится уран и молибден. Уголь в основном потребляется ТЭС, расположенными вблизи шахт. В этом штате около 14 млрд. т могут быть добыты открытым способом. Предполагается построить 20 заводов по газификации угля с суточной производительностью 7 млн. м³ газа каждый. Производство газа из угля здесь предполагается начать с 1980 г.

В штате Южная Дакота запасы угля для разработки открытым способом оцениваются в 0,9 млрд. т, но перспективы их разработки неблагоприятные: они далеко удалены от потребителей угля в соседних штатах.

Начиная с 1968 г., добыча угля в штате Юта сохраняется на уровне 4—5 млн. т в год. Основное угольное месторождение штата Бук-Клиффс, которое дает более 60% общей добычи угля штата, из них $^2/_3$ приходится на коксующийся уголь. Это месторождение принадлежит правительству штата и частным компаниям. Здесь предполагается строительство крупных ТЭС. Перспективы развития добычи угля благоприятные.

Большинство угледобывающих районов США расположено на востоке страны, в районе Аппалачских гор, а также во внутренней угленосной провинции (штаты Иллинойс, Индиана, западная часть Кентукки, Айова, Миссури, Канзас и Оклахома), где добываются преимущественно битуминозные и полубитуминозные угли и полуантрациты. В провинции Северных Великих равнин (штат Северная Дакота) добывают бурые угли и лигниты. Большая часть коксующихся углей добывается в штатах Западная Виргиния, Юта, Колорадо, Иллинойс, Мичиган, Оклахома и Нью-Мексико. В 1975 г. примерно 46% общей добычи угля в США добывалось открытым способом, особенно открытая добыча развита в Аппалачском угольном бассейне, где пласты выходят на дневную поверхность (70% общей добычи угля в США). Недавно в США в штатах Северная Дакота, Монтана и Вайоминг открыты крупные залежи угля, запасы которых 200 млн. т, они могут разрабатываться открытым способом.

Уголь большинства месторождений западных штатов низкого качества, уголь месторождений восточных штатов значительно лучше, он имеет более высокую теплотворную способность и содержит меньше золы.

В США, как и в других промышленно развитых странах, уголь долгое время составлял основу энергетического баланса. В 1918 г. на его долю приходилось более 82% общего потребления энергии. С начала 20-х годов эта величина начинает понижаться за счет интенсивного развития и потребления нефти и газа. Но процесс понижения доли угля до окончания второй мировой войны шел в США сравнительно медленными темпами. В 1940 г. доля угля в общем потреблении энергии в США составила 53,1%. С конца 40-х годов перестройка энергетического баланса происходила нарастающими темпами. Уголь быстро вытеснялся жидким топливом и природным газом. Валовая добыча угля (вместе с лигнитом и антрацитом) в стране в течение ряда лет

практически держалась на одном уровне, что видно из следующих данных (в млн. т):

1945 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
577,6	516,3	509	464,6	602,9	640

В США более 60% добываемого угля приходится на долю трех штатов: Пенсильвании, Западной Виргинии и Кентукки; остальные 40% дают крупные угольные месторождения штатов Иллинойс, Огайо, Виргиния, Индиана, Алабама, Теннесси и Колорадо.

В 1975 г. 15 крупнейших компаний дали более 65% общей добычи угля в США. В том же году в стране было 16 крупнейших шахт с добычей 1,7 млн. т в год каждая, а с добычей свыше 2 млн. т в год — 5 шахт. И в настоящее время процесс сокращения мелких шахт продолжается. По данным С. Рачкова, добыча угля в США в 1918—1954 гг. снизилась с 615 до 380 млн. т [1]. В период 1960—1970 гг. число шахт в США сократилось более чем на 3 тыс. Совсем была прекращена добыча угля на месторождении Матануска (Аляска). Сократилась добыча угля на других месторождениях Аляски.

Снижалось и потребление угля в стране, размеры которого только в 1973 г. достигли уровня 40-х годов (в млн. т):

1945 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
507,7	412,5	345,1	467,8	588

В 1975 г. 72% общего потребления угля в США приходилось на долю ТЭС, которое составило 365 млн. т, после 1973 г. строительство ТЭС на жидком топливе не разрешается. Потребление угля в США в 1985 г. прогнозируется на уровне 0,9—1 млрд. т.

В 1945 г. доля угля, добываемого открытым способом, составляла 20%, в 1960 — 31,4% и в 1975 г. она увеличилась до 54,7%.

В последние годы появилось стремление ограничить открытую добычу угля, так как при этом портится ландшафт. Теперь требуют разравнивать породу, вынутую на поверхность, озеленять эти площади, превращая их в зоны отдыха.

Одна из крупнейших компаний угольной промышленности США «Консол» имеет 55 шахт главным образом в Западной Виргинии и несколько шахт в штатах Огайо и Пенсильвания. В шахтах компании занято более 8 тыс. человек. Она располагает разведанными запасами, оцениваемыми в 10 млрд. т угля, и добывает ежегодно примерно 45 млн. т угля в год.

Значительная часть угля в США добывается нефтяными компаниями, на долю которых в 1975 г. приходилось примерно 25% общей добычи угля в стране. Они контролируют шесть крупнейших угледобывающих фирм во главе с известной компанией «Конокли дейшн коал» с годовой добычей более 52 млн. т в год.

Угольные компании требуют от правительства отодвинуть срок ввода в действие правил, ограничивающих содержание серы в потребляемом топливе, иначе намеченная программа добычи угля в 1985 г. в размере 820 млн. т не будет выполнена.

---

[1] «Экономическая газета», 1976, № 42, с. 21.

Снижение добычи угля в США шло в те годы, когда ТЭС страны с каждым годом увеличивали потребление жидкого топлива. Только после 1973 г. в США вспомнили о традиционном энергоносителе — угле, составляющем 88% общих запасов всех первичных источников энергии страны. В 1960 г. Конгресс США создал Управление угольной промышленности, которому было поручено изучить обстановку и искать способы оздоровления и восстановления угольной промышленности. В качестве наиболее эффективных путей достижения конкурентоспособности угля с нефтью и газом были определены следующие: транспорт угля по углепроводам, использование газа и жидкого топлива, получаемых из угля. Примерно с середины 60-х годов добыча и потребление угля в США начинают увеличиваться.

Были названы и другие пути, направленные на увеличение ресурсов угля в стране. Так, владельцы электростанций и металлургических заводов потребовали от правительства полного прекращения экспорта угля (размеры которого в последние годы были на уровне 45—50 млн. т в год) и аннулирования всех долгосрочных соглашений на поставку угля в другие страны, несмотря на то, что экспортные цены на уголь значительно повысились. Одновременно были приняты меры по механизации добычи угля, повышению производительности шахтеров и удешевлению транспорта угля. Уровень механизации погрузки угля в США в настоящее время достиг 98—99%. Тем не менее, выработка на одного работающего за смену стала снижаться, хотя она значительно выше, чем в других странах Западной Европы.

Специалисты США объясняют это положение повышением требований по технике безопасности, которые возросли после того, как в 1969 г. в штате Западная Виргиния произошел взрыв в шахте, во время которого погибло 78 человек. Были закрыты мелкие плохо оборудованные шахты. В последние годы к добыче угля в США стали подключаться крупные нефтяные компании. Так, компания «Экссон» ведет активные исследования по переработке угля в жидкое топливо. Некоторые компании занимаются добычей угля. В течение шести лет (1974—1980 гг.) на эти исследования предполагается израсходовать 200 млн. долл. Пятнадцать фирм США принимают участие в строительстве опытного завода искусственного жидкого топлива в Эдинбурге (Шотландия). Кроме того, решено в 1978 г. построить второй такой же завод в штате Кентукки мощностью около 600 т угля в сутки.

Предполагается, что дефицит угля в 1980 г. составит 250 млн. т. Президент Национальной угольной ассоциации США считает, что в 2000 г. США потребуется угля только для производства электроэнергии 698 млн. т, для производства газа 276 млн. т и для других промышленных целей 227 млн. т, а общая потребность угля в 2000 г. будет на уровне 1,1—1,4 млрд. т.

Имеется в виду, что экспорт угля практически сохранится на нынешнем уровне (68 млн. т). Запасы угля в стране вполне могут обеспечить выполнение этого прогноза, но это связано с большими капиталовложениями, необходимыми не только для развития добычи угля, но и для всех основных источников энергии. После 1973 г. в США форсируются научные исследования во всех отраслях энергетики. Только в 1974 г. для научных исследований в угольной промышленности было ассигновано 155 млн. долл., а в 1979 г. ассигнования могут достигнуть 2,2 млрд. долл. С большим опозданием в США поняли свою недальновидную энергетическую политику, основанную на погоне за большими

прибылями. Бывший президент США Никсон очень ясно оценил эту политику, заявив: «Каждое решение, направленное против угля, вызывает рост потребления нефти и газа, подрывает нашу национальную безопасность и повышает расходы на энергоснабжение».

Правительство США пытается с помощью государственных дотаций ускорить восстановление и развитие добычи угля в стране. В 1973 г. дотация угольной промышленности США составила около 120 млн. долл.

Начинают осуществляться мероприятия, направленные на восстановление конкурентоспособности угля по сравнению с нефтью и газом. В 1971 г. был построен один из самых крупных углепроводов из угольного района Блэкмес в северо-восточной части Аризоны до окрестностей г. Девилс-Ден в штате Невада к электростанции большой мощности. По этому углепроводу транспортируется уголь в виде шлама (50% угля, 50% воды); протяженность углепровода 437 км, диаметр 450 мм, производительность около 6 млн. т угля в год.

Этот углепровод был построен с учетом опыта эксплуатации углепровода Кейдиз — Кливден (штат Огайо) протяженностью 172,8 км, диаметром 254 мм, эксплуатирующегося с 1957 г. По нему подается порошкообразный уголь в виде водной суспензии. Пропускная способность углепровода 1,5 млн. т угля в год. Компания «Энерджи транспортейшн системс» предполагает строить трубопровод для транспортировки угля длиной 1600 км, диаметром 950 мм от Северо-Востока штата Вайоминга до Пайн-Блаффа (штат Арканзас), а компания «Хьюстон нэчрал гэс» предлагает для транспортировки угля трубопровод длиной 1450 км, диаметром 600 мм от границы штатов Колорадо и Вайоминг до побережья Мексиканского залива (штат Техас). В стадии проектирования находится около 4800 км углепроводов.

В настоящее время три компании разрабатывают проект новых углепроводов общей протяженностью 4350 км для транспортировки угля из западных в южные районы страны, а также на северо-западное побережье Тихого океана в количестве примерно 45 млн. т в год. Кроме того, предусматривается строительство двух небольших углепроводов по 290 км каждый. Они будут построены на западе США.

Средняя стоимость транспортировки угля по трубопроводу производительностью 25 млн. т в год составит примерно около 8 долл. за 1 т, при перевозке угля по железной дороге эта стоимость составляет 28,5 долл. [1].

При любых условиях США придется прилагать активные усилия к восстановлению и развитию добычи угля. Капиталовложения в угольную промышленность США в 1975 г. составили 1265 млн. долл., а в 1970 г. они составляли лишь 435 млн. долл.

Нефть

Нефтяная промышленность в США — одна из самых мощных отраслей индустрии. Она играет огромную роль не только в экономической, но и в политической жизни страны. В ней занято около 1400 тыс. человек. Доля нефтяного топлива в общем энергетическом приходном балансе США в 1975 г. составила 46,6% (доля угля 18,6%).

---

[1] «Oil and Gas», 1975, v. 73, No. 26, p. 43.

Нефтяная промышленность характеризуется высокой степенью концентрации. Достаточно сказать, что только 25 компаний дают примерно 60% общей добычи нефти в США, 85% общего объема нефтепродуктов и 75% нефтяного импорта. Нефтяные компании США до последнего времени контролировали более половины добываемой нефти в капиталистическом мире.

Подобное положение отмечается не только в добыче нефти, но и во всех звеньях нефтяного хозяйства. Всего в нефтяной промышленности США действует более 40 тыс. компаний, из которых только 11 тыс. компаний занимаются добычей нефти, а истинными хозяевами отрасли являются лишь 17 компаний, наиболее мощные из которых «Экссон», «Тексако», «Галф ойл», «Мобил ойл» и «Стандард ойл оф Калифорния».

Эти пять компаний являются членами «большой восьмерки» Международного нефтяного картеля (МНК), в который кроме них входят англо-голландская компания «Ройял датч-шелл», английская «Бритиш петролеум» и французская «Франсэз де петроль». Кроме указанных пяти американских компаний — участниц МНК в пределах США наиболее крупными являются «Стандард ойл оф Индиана», «Сан ойл», «Юнион ойл», «Континентл», «Атлантик», «Филлипс», «Ситис сервис», «Маратон» и «Синклер ойл». На фоне общего кризиса капитализма продолжается рост прибылей крупных монополий. В 1975 г. чистая прибыль американских нефтяных монополий составила 9,9 млрд. долл. (в 1972 г. — 6,5 млрд. долл.). Большинство нефтяных монополий имеют дочерние предприятия, действующие в различных районах мира. Например, компания «Экссон» имеет более 300 дочерних предприятий.

В последние годы в США начали возникать энергетические компании. В настоящее время нефтяные монополии владеют 45% известных запасов урана, более 30% запасов угля и значительными запасами сланцев [1]. Так, из 25 крупных нефтяных компаний страны 18 занимают видное место в сланцевой промышленности, 11 — в угольной, 18 — в добыче и переработке урана, 7 — в разработке битуминозных песчаников и все — в добыче природного газа, 15 фирм угольной промышленности США теперь являются дочерними предприятиями нефтяных компаний. В 1970 г. на долю нефтяных компаний приходилось около 50% добытого в США угля и 75% мощности новых предприятий по добыче и обогащению урановой руды [2]. Это создает монопольное положение крупным нефтяным компаниям в энергетическом хозяйстве страны. Мелкие и средние фирмы испытывают финансовые трудности, а крупные упрочивают свои позиции, продолжая развивать те топливно-энергетические отрасли, которые выгоднее монополиям. Процесс монополизации капитала в нефтяной промышленности США продолжается до сих пор. В 1969 г. произошло слияние двух крупных нефтяных компаний — «Синклер ойл» и «Атлантик», которые объединились в одну компанию под названием «Атлантик ричфилд». Она занимает седьмое место среди нефтяных компаний США и работает во всех штатах страны. Ей принадлежит 33 млн. т годовой мощности в нефтепереработке США. Только за пределами США компания добывает 13—14 млн. т нефти и ведет поисково-разведочные работы на нефть в 16 странах.

---

[1] В. Спичкин. Энергетический кризис в США. «Мировая экономика и международные отношения», 1974, № 3, с. 85.

[2] Е. Примаков. Энергетический кризис в капиталистических странах. «Мировая экономика и международные отношения», 1974, № 2, с. 65.

За пределами США действуют не только крупные нефтяные монополии. Добычей нефти за рубежом занимаются более 160 нефтяных компаний США (в начале 50-х годов их было 80).

Уже в 20-х годах американские монополии имели нефтяные концессии в странах Ближнего и Среднего Востока, а через 10 лет их деятельность распространилась на Азию, Африку и Западную Европу. Особенно агрессивной политика нефтяных компаний стала после второй мировой войны.

К 1950 г. США уже контролировали 75,5%, а англо-нидерландские компании лишь 20,4% общей добычи нефти в капиталистическом мире (тогда как в 1928 г. на долю США приходилось только 30%). К 1965 г. на долю только пяти крупнейших нефтяных монополий США приходилось более 40% общей добычи нефти в Западной Европе, свыше 31% в Африке, 60% на Ближнем и Среднем Востоке, 53,5% на Дальнем Востоке, более 34% в Северной Америке, свыше 50% в Центральной и Южной Америке и 44,2% добычи нефти во всем капиталистическом мире. В 1970 г. на долю только нефтяных монополий США и Англии приходилось 55,4% мировой добычи нефти (главным образом арабской) и 66,6% добычи в капиталистических и развивающихся странах. Однако после 1965 г. доля нефтяных компаний США в общей добыче и продаже нефти и нефтепродуктов начинает снижаться. В развивающихся нефтедобывающих странах Азии, Африки и Латинской Америки начинают создаваться национальные нефтяные компании, которые уже самостоятельно занимаются бурением скважин, добычей, переработкой нефти и продажей нефти и нефтепродуктов. В ряде развивающихся стран осуществлена национализация нефтяной промышленности.

В последние годы нефтяные компании США развили активную деятельность в нефтехимическом производстве Франции, Англии, Нидерландов, Индии, ЮАР, Мексики, Колумбии, Японии, Канады и других стран. Под контролем США находится около 60% общей мощности нефтеперерабатывающих заводов капиталистического мира. Под видом оказания «помощи» развивающимся странам США заключают с ними неравноправные соглашения. Правда, в последние годы развивающиеся нефтедобывающие страны в борьбе с монополиями добились некоторых изменений при заключении с ними соглашений. Так, до 50-х годов сроки соглашения были длительными (60—70 лет и более), а территории концессий велики, иногда они распространялись на всю страну.

Примерно с конца 40-х годов в Саудовской Аравии и Венесуэле был введен принцип деления прибылей 50 : 50. В 1957 г. в соглашениях появилась новая оговорка: монополии обязывались брать на себя все расходы по поисково-разведочным работам, если они окажутся безрезультатными. При обнаружении нефти расходы должны делиться пополам, а прибыль в соотношении 75 : 25 в пользу страны-хозяина. Но и такие соглашения позволяют монополиям получать баснословные прибыли.

Правительство США ревниво охраняет интересы нефтяных монополий. С 1913 г. в США были введены льготы на истощение недр. Этот закон предоставлял нефтепромышленникам скидку с налога в размере до 5% валовых доходов. В 1926 г. Конгресс США увеличил эту льготу до 27,5%. Такие льготы означали ежегодную недоплату нефтяным монополиям в бюджет государства огромных сумм. В последние годы в США развернулась борьба за снижение льгот на «истощение» недр, которые уже достигли 1,5 млрд. долл.

в год. В ноябре 1969 г. Сенат США проголосовал за сокращение скидки на «истощение» недр всего лишь с 27,5 до 22% от валовой прибыли. В 1975 г. скидка на «истощение» национальных месторождений была отменена для всех крупных компаний, а для мелких, добывающих нефть внутри США, она была сокращена.

Прибыли монополий возрастают с каждым годом и в настоящее время дошли до очень высокого уровня. Так, за 1972 г. они в среднем увеличились на 38%, а у газовых компаний на 57,7%. Нефтяные монополии США с каждым годом увеличивают капиталовложения в нефтегазовую промышленность других стран. В 1950—1975 гг. они составили (в млрд. долл.):

1950 г.	1960 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.
2,9	5,1	10	25,5	28,5

Объем капиталовложений в национальную нефтяную промышленность составил (в млн. долл.):

1967 г.	1970 г.	1971 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.	1976 г.
8205	8979	8915	17 950	21 500	26 400	26 502

В 1976 г. из общей суммы капиталовложений 26,5 млрд. долл. 16,4 млн. долл. приходилось на нефтедобычу, из них 8,4 млрд. было вложено в разведочное и эксплуатационное бурение. По данным Национального банка в Чикаго, общая сумма капиталовложений в нефтяную промышленность США в 1975—1985 гг. может составить 735 млрд. долл. (при условии, что потребление нефти будет ежегодно увеличиваться на 3% в год).

Примерно $^1/_3$ общих капиталовложений в нефтяную промышленность США приходится на штаты Техас и Луизиана.

Большая раздробленность нефтяного хозяйства между множеством фирм и предпринимателей создает большие трудности для применения рациональных методов разработки нефтяных и газовых месторождений. Еще в 30-х годах Детердинг требовал принять «мудрые законы» против расточительных методов разработки нефтяных месторождений. Позже в США были сделаны попытки повсеместно применить рациональную разработку нефтяных залежей.

В 1957 г. 17 штатов США издали закон о принудительной координации работ при эксплуатации нефтяных месторождений. Этот закон обязывает собственников небольших участков объединять свои владения для создания условий рентабельного бурения, подчиняя нефтяные промыслы единому правилу, регулирующему расстояние между скважинами и условия их эксплуатации.

В результате раздробленности нефтяного хозяйства в США при высоком уровне техники и больших материальных возможностях коэффициент нефтеотдачи даже при использовании новейших методов интенсификации добычи нефти не превышает 33—34%.

В настоящее время в США из каждых 4 т добываемой нефти 1 т получается за счет поддержания пластового давления путем закачки воды. Предполагается, что к 1980 г. из каждых 3 т будет добываться 1 т за счет поддержания пластового давления путем заводнения. Наиболее развиты вторичные методы в Калифорнии, особенно тепловые методы, так как здесь нефть тяжелая. Штат Техас занимает первое место в США по масштабам применения вторичных методов, главным образом заводнения, а также закачки газа и тепловой закачки инертного

газа. Штат Луизиана находится на втором месте в стране по количеству добываемой нефти вторичными методами. В 1970 г. в Техасе был осуществлен проект вытеснения нефти углекислотой. Сделаны попытки применить ядерные подземные взрывы с целью интенсификации отдачи нефтяных и газовых пластов. Первый такой взрыв был осуществлен в районе Фармингтона в декабре 1967 г. После взрыва за 3 месяца было получено 3,1 млн. м³ газа, а за предшествующие 9 лет — лишь 2,4 млн. м³. Затем ядерный взрыв был произведен в сентябре 1969 г. на газовом месторождении Ралисон (штат Колорадо) на глубине 2570 м. Мощность этого взрыва эквивалентна 40 тыс. т тринитротолуола. После взрыва диаметр зоны обрушенных пород составил 66 м, высота 137 м, а зона трещиноватости распространилась на 80 м. Дебит газовых скважин значительно увеличился. Конкретных сведений о дебите скважин после взрыва не было.

В настоящее время нефть добывается в 32 штатах из 50 (рис. 11). Основными нефтедобывающими районами США являются два штата — Техас и Луизиана, на их долю приходится примерно более 53% общей добычи нефти в стране, наименьшее количество нефти добывается в штатах Мичиган, Алабама, Небраска, Индиана, Колорадо, Кентукки и Арканзас. На долю штатов Калифорния и Оклахома приходится около 16,5% общей добычи нефти в стране.

Геологические разведанные запасы нефти в США оцениваются высоко, обычно в 68,2 млрд. т, из которых с момента открытия нефти скважиной Дрейка уже добыто 16—16,5 млрд. т.

Извлекаемые запасы нефти в США в 1975 г. оценивались (без Аляски) в 4,7 млрд. т. Запасы нефти в США по состоянию на 1976 г. распределялись следующим образом (в %): Техас — 30,8, Аляска — 30,7, Луизиана — 11,7, Калифорния — 11,2, Оклахома — 3,8 и Вайоминг — 2,7.

Следует отметить, что в извлекаемые запасы нефти в США обычно не включаются запасы тяжелой нефти плотностью 0,904 г/см³ и более. Если предположить, что они будут разрабатываться, то можно извлечь (при коэффициенте нефтеотдачи 40%) дополнительно 2,9 млрд. т нефти. Надо учитывать также, что извлекаемые запасы подсчитываются при современном коэффициенте нефтеотдачи, который в настоящее время в США составляет 31,4%. Предполагается, что через 15—20 лет он достигнет 60%. Нельзя сбрасывать со счета и тот факт, что некоторая часть перспективных в смысле нефтеносности территорий в США находится в резерве военно-морского ведомства, о запасах которых ничего не известно.

В 1905 г. США вышли на первое место в мире по добыче нефти, она составила (в тыс. т):

1859 г.	1875 г.	1890 г.	1900 г.	1905 г.	1910 г.	1915 г.	1920 г.	1925 г.
0,2	1535	3318	7998	17 006	26 452	35 484	55 970	103 100

Размеры и темпы добычи нефти в США до 1970 г. продолжали нарастать. С начала текущего столетия США стали проводить политику нефтяной экспансии. Она нарастала с каждым годом и всякий раз сопровождалась шумными заявлениями руководителей нефтяных монополий США и специалистов, состоящих у них на службе, о скором истощении нефтяных ресурсов

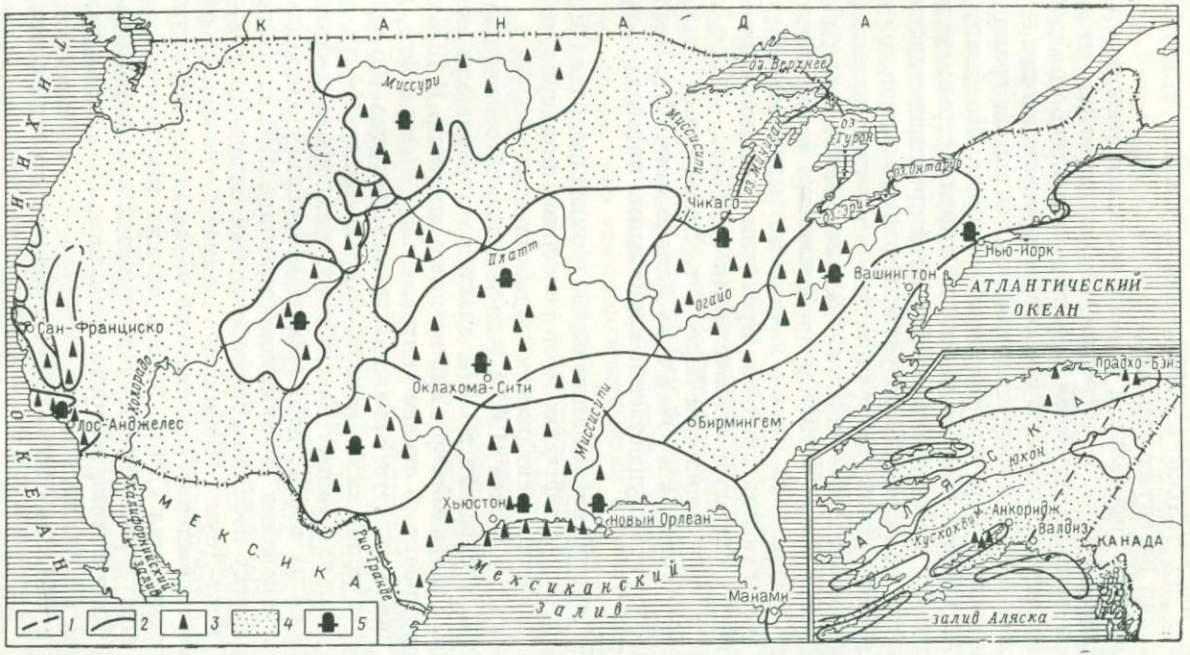


РИС. 11. СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ США

1 — строящийся нефтепровод; *2* — границы нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных районов; *3* — крупные месторождения и группы месторождений нефти и газа; *4* — бесперспективные районы; *5* — основные центры переработки нефти и газа

страны. Эта «теория» нужна была нефтяным монополиям и правящим кругам США для оправдания политики нефтяной экспансии и для сохранения национальных нефтяных ресурсов. Более дешевая нефть других стран и континентов использовалась не только в США, ею торговали в других, главным образом промышленно развитых странах.

Об этой политике с предельной откровенностью высказался Р. Парсон в опубликованной им в 1969 г. монографии, где он пишет, что импорт из зарубежных источников часто оказывается эффективным способом охраны внутренних ресурсов минерального сырья. В интересах страны в целом следует приветствовать и даже поощрять закупку минерального сырья за границей. Каждая такая поставка помогает сберечь внутренние ресурсы. Но было бы ошибкой считать, что США, широко используя нефть других стран, мало заботятся о техническом прогрессе в национальной нефтяной промышленности. Наоборот, широко используя чужие нефтяные ресурсы, нефтяные монополии США непрерывно совершенствуют технику и технологию нефтяной промышленности во всех ее многообразных звеньях — поиски, бурение, добыча, переработка, транспорт и т. д. В настоящее время в США разрабатывается более 18 тыс. нефтяных месторождений, из которых 18 имеют начальные извлекаемые запасы более 100 млн. т, фонд действующих скважин превысил 574 тыс. Однако среднесуточный дебит нефтяных скважин незначителен: в 1947 г. — 1,7 т, в 1966 г. — 1,92 т, в последние годы — немногим более 2 т. Правда, в отдельных районах он достигает 8—10 т (Луизиана и Юта), а на Аляске даже 82 т. Нефтяные скважины эксплуатируются преимущественно глубинными насосами и лишь 10% — фонтанным способом.

Одной из особенностей нефтедобывающей промышленности США является низкий дебит большинства нефтяных месторождений: примерно из каждых 10 эксплуатационных скважин 7 скважин малодебитные.

До энергетического кризиса (1973 г.) из-за высокой себестоимости добычи нефти из малодебитных скважин в США ежегодно прекращали эксплуатацию более 1000 скважин. Теперь консервация их не поощряется. В 1976 г. Конгресс США одобрил законопроект об отмене контроля над ценами нефти, добываемой из малодебитных скважин. Эти скважины дают ежегодно 0,5 млн. т нефти. Раньше она стоила 11 долл. за баррель (1 баррель равен 159 л), теперь цена ее возросла до 85 долл. за тонну. Кроме того, дано право нефтепромышленникам повышать цены на нефть, добываемую из старых, ранее заброшенных месторождений. На основании этого закона в начале 1976 г. президент США обязал начать разработку нефтяных месторождений Буэна-Вист и Элк-Хиллс (Калифорния) и Типот-Доум (Вайоминг), запасы которых оцениваются в 140 млн. т. Эти месторождения в течение последних пяти лет служили резервом для военно-морских сил США. Теперь из них предполагается получить 15 млн. т нефти в год. До энергетического кризиса в нефтедобывающей промышленности США были высоки резервные мощности, которые в период 1957—1967 гг. оценивались в 130 млн. т в год.

Добыча нефти в США за 1950—1975 гг. (вместе с конденсатом) показана ниже (в млн. т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
295,1	336	397,5	384	534	531	527	513	431,7	468,5

Столь большая добыча нефти в США была достигнута в условиях ее ограничения, сущность которого будет показана ниже. Потребление жидкого топлива в 1976 г. в США составило 860 млн. т. Прогнозируемая потребность нефти ориентируется на импорт, в больших размерах он становится для США невозможным.

В начале 30-х годов в США разразился глубокий экономический кризис. В это время в восточной части Техаса были открыты новые богатые залежи нефти. Цена на нефть резко снизилась. В борьбе со снижением цен в 1931 г. между основными нефтедобывающими штатами было достигнуто соглашение о введении квоты на добычу нефти. Одновременно при активном участии Министерства внутренних дел были введены высокие пошлины на импортную нефть. Но эти меры оказались малоэффективными.

«Независимые» предприниматели выступили против соглашений губернаторов нефтедобывающих штатов и отказались признать правомерность такого соглашения. Возник острый конфликт. В некоторых штатах нефтепромышленников насильственно заставляли добывать нефть в размере не выше установленной квоты. На этой почве возникли судебные процессы. Верховные суды штатов также не признавали правомерным соглашение губернаторов об ограничении размеров добычи нефти.

После второй мировой войны политика консервации осуществлялась более энергично и уже с помощью федерального правительства. Консервация и ограничение добычи нефти были возложены на Национальный нефтяной совет США. Эта организация определяла (мы исходим из предположения, что политика ограничения при нынешнем недостатке нефти в стране отменена, хотя в литературе до сих пор таких сообщений не появлялось) темп отбора нефти на каждом месторождении и размеры ее извлечения каждой скважиной на каждый месяц. Хотя вся нефтяная политика использования уже добытой нефти в стране — образец большого расточительства, политика ограничения проводилась (может быть и проводится) под лозунгом охраны национальных нефтяных ресурсов, которые следует расходовать экономно, и удовлетворения потребности в нефтепродуктах за счет нефти районов Ближнего Востока и Карибского моря.

В действительности же смысл этой политики очевиден. Главный судья штата Оклахома так оценил ее сущность: «По моему мнению, нормирование добычи нефти порождено монополией, вскормлено деспотичной властью, и его потомком явилось уродливое дитя, товарищами которого стали взяточничество, воровство, подкуп и коррупция»[1]. Одновременно правительство США установило строгий контроль над резервами нефтеносных земель. Правительство имеет в своем распоряжении около 340 млн. га резервных нефтеносных земель, не считая 70 млн. га морских площадей, из которых только около 20% сдано в аренду.

Нефтяные монополии США, захватывая нефтеносные земли в различных районах земного шара, также проводят политику их консервации. Так, в конце 60-х годов компания «Стандард ойл оф Нью-Джерси» вела поисково-разведочные работы на нефть только на 0,9% арендуемой ею площади. В Венесуэле она использовала для поисков нефти лишь 9% арендуемой площади, в Колумбии — 6%, в Перу, Аргентине, Боливии и Чили — от 4 до 6% (во всех странах Латинской

[1] О'Коннор. Империя нефти. М., ИЛ, 1958, с. 101.

Америки — в среднем 4%), а в странах Ближнего и Среднего Востока — около 3%, в разработке находилось лишь 0,9% нефтеносных арендованных земель. В последние годы правительства многих развивающихся нефтедобывающих стран начинают отбирать у иностранных компаний арендованные и законсервированные нефтеносные земли и собственными силами налаживать их освоение.

Политика преднамеренного ограничения добычи нефти и использование чужой дешевой нефти, обеспечивающей нефтяным монополиям более высокую прибыль, чем своя, превратили США из экспортера в импортера нефти.

Потребление и импорт нефти и нефтепродуктов. США являются самым крупным потребителем нефти и нефтепродуктов в мире, хотя в последние годы доля их в мировом потреблении нефтепродуктов заметно снижается: в 1950 г. она составляла 68%, в 1965 г. — 50%. В настоящее время доля США в мировой добыче нефти составляет 23%, а потребляют они 34% мировых ресурсов нефти. Неудивительно, что несмотря на увеличение национальной добычи нефти, дефицит ее растет с каждым годом, ввоз нефти возрастает.

С каждым годом в США снижается доля собственной добычи нефти в общем ее потреблении, между тем как до 1947 г. США полностью покрывали свою потребность в нефти за счет собственной добычи и даже некоторое количество ее экспортировали.

В 1960 г. национальная добыча нефти покрывала потребность страны на 82% и в 1975 г. — примерно на 62%. В 1976 г. национальная добыча нефти в США покрывала лишь 52% общего потребления страны. В 1985 г. эта величина, вероятно, снизится до 48%.

В 1957 г. было введено добровольное ограничение импорта нефти, не распространявшееся на ввоз нефтепродуктов, затем для четырех районов страны были введены импортные квоты. Эти попытки сократить импорт нефти оказались неэффективными. В 1959 г. правительство США ввело обязательные квоты на импорт нефти и нефтепродуктов. Он определялся в размере 9% потребности, оцениваемой Горным бюро США. В 1962 г. нефтяной импорт для четырех районов США был установлен уже в размере 12,2% от добычи нефти в каждом из этих районов. В районе Тихоокеанского побережья импорт был установлен в таких размерах, что за счет него потребность в нефти полностью удовлетворялась.

В 1972 г. президент США временно разрешил увеличить импорт нефти в четыре района и не ограничивал его из Мексики и Канады, но когда импорт нефти из Канады начал заметно возрастать, он был ограничен размером не более 91 тыс. т/сут.

В 1970 г. был разрешен импорт мазута для ТЭС с низким содержанием серы. В 1976 г. импорт нефти и нефтепродуктов в США составил более 365 млн. т баррелей, или около 42% от общего ее потребления в стране. Уже теперь ясно, что в ближайшие 10 лет США будут импортировать нефть, но импорт может быть меньше, чем он прогнозируется. По нашему мнению, прогноз размера импорта нефти в 1980 г. до 600 млн. т и в 1985 г. до 740 млн. т сильно завышен. Авторы этого прогноза не учитывают следующего важного обстоятельства. Стоимость нефтяного импорта США составила (в млрд. долл.): в 1968 г. — 1,5, 1971 г. — 2,2, 1973 г. — 7, 1974 г. — 9 и в 1975 г. по заявлению бывшего президента Д. Форда она составила 25 млрд. долл.

Если предположить, что темпы роста нефтяного импорта сохранятся на нынешнем уровне, то стоимость нефтяного импорта США в 1985 г. может достигнуть 40 млрд. долл. Такие расходы на покупку нефти являются не только обременительными, но и опасными даже для бюджета США. Эту опасность начинают понимать правящие круги страны. Так, в декабре 1972 г. президент США потребовал снизить темпы прироста потребления энергии с 3,6 до 2%, а производство ее увеличить в среднем на 4,7% в год против 3% за последние десять лет. Но эксперты тут же высказали сомнение в реальности этого.

США вынуждены с каждым годом увеличивать капиталовложения в нефтяную промышленность. По данным Национального банка, в Чикаго общая сумма капиталовложений в нефтяную промышленность страны в период 1975—1985 гг. составит (в ценах 1974 г.) 735 млрд. долл. при условии, что общее потребление энергетических ресурсов в стране будет ежегодно увеличиваться только на 3,8%.

Печать США настойчиво убеждает народ осознать тяжелое положение энергетического хозяйства страны. Правда, она умалчивает о том, что это положение — результат политики нефтяных монополий, которые в погоне за большими прибылями в течение длительного времени вели страну к пагубным последствиям.

Так, один из научно-технических журналов писал на своих страницах: «Промышленность США переживает сейчас чрезвычайно опасный период в нефтяной политике, и будущее ее представляется неопределенным. Но, по-видимому, правительство полно решимости проводить контроль над импортом нефти, несмотря на критику со стороны потребителей». Действительно, трудность нефтяной проблемы в США очевидна и велика. Достаточно сказать, что в 1973 г. США потребляли ежедневно 2,4 млн. т нефти, а добывали на своей территории 1,5 млн. т/сут, остальная часть покрывалась за счет импорта. Около 25% общего импорта нефти в 1973 г. покрывалось за счет арабского Востока (главным образом Саудовской Аравии). Даже после жестокой нехватки нефти в стране в 1973 г. потребление нефтепродуктов в США снизилось лишь на 1,9%. Общее потребление нефтепродуктов в США после второй мировой войны и накануне ее показано ниже (в млн. т):

1940 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
179,9	239,6	321	417,3	477,9	556,0	582,4	747

В 1975 г. в США было добыто нефти 468 млн. т, а потребление нефтепродуктов составило 747 млн. т. Разрыв между добычей нефти и потреблением нефтепродуктов увеличивается. В 1976 г. доля нефтяного импорта в общем ее потреблении составила около 42%. По данным фирмы «Экссон», в 1980 г. половину своих потребностей в нефти США должны покрывать за счет импорта.

В последние годы темпы потребления бензина в США несколько понизились. Это объясняется увеличением парка малолитражных машин. На долю автомобильного парка США приходится 76% общего количества потребляемых в стране нефтепродуктов. За период 1968—1973 гг. удельный расход топлива мощными автомобилями США увеличился на 25%. Увеличение расхода топлива обусловлено увеличением массы автомобиля на 7% и увеличением размера

двигателя. В США 83% легковых автомашин имеют восьмицилиндровые двигатели, потребляющие на 100 км более 20 л бензина. Такая направленность в автомобилестроении США диктовалась интересами нефтяных монополий. Только после 1973 г. началось внедрение малолитражных автомобилей.

При недостатке нефти национальной добычи и при непрерывном увеличении ее импорта нефтяные монополии США в течение ряда лет, предшествующих энергетическому кризису, из года в год снижали объемы бурения нефтяных скважин. С 1959 по 1973 г. число буровых установок сократилось с 2074 до 1194 (правда, проходка в США на одну буровую установку высокая: в 1970—1975 гг. она находилась на уровне 41—43 тыс. м в год), число пробуренных скважин снизилось с 51 764 до 36 905, а прирост новых запасов нефти — с 500 до 297 млн. т, между тем как добыча нефти за тот же период (1959—1973 гг.) увеличилась на 37,7% и потребление нефтепродуктов возросло почти на 80%. Неудивительно, что доля импорта нефти и нефтепродуктов за те же годы значительно возросла.

Оживление буровой деятельности наметилось лишь с 1974 г. В 1974 г. в США было пробурено 32 893 разведочных, эксплуатационных и вспомогательных скважин общим объемом проходки 46,7 млн. м. На долю штатов Оклахома, Техас, Канзас и Калифорния приходилось 63% общей проходки нефтяных скважин в США. Средняя глубина всех скважин в 1974 г. составила 1419 м, в разведочном бурении — 1777 м. Коэффициент успешности всех скважин — 60,9%. Но это оживление в бурении не могло компенсировать упущенное.

По данным геологов, еще не обнаруженные или находящиеся в арктических районах нефтяные и газовые потенциальные ресурсы, а также ресурсы на глубинах свыше 4500 м, весьма велики. Этим и объясняется, что в США в последние годы наметилась тенденция бурить более глубокие скважины. К началу 1973 г. в США было пробурено 5481 скважина до глубины 4500 м и 3000 скважин до глубины более 6000 м; единичные скважины бурились до глубины 7000 м и даже до 9000 м. Фирма «Лоунстар» пробурила в бассейне Анадарко (западная часть штата Оклахома) скважину на глубину 9165 м. Она оказалась безрезультатной. В 1974 г. был установлен новый рекорд глубины бурения. В указанном году в Оклахоме была пробурена скважина Берта-Роджерс на глубину до 9583,2 м. Ниже показаны рекордные глубины нефтяных скважин в США в период 1927—1974 гг. (в м):

1927 г.	1930 г.	1935 г.	1938 г.	1945 г.	1949 г.	1970 г.	1972 г.	1974 г.
2452,4	2972,8	3897,5	4573,2	5076,6	6254,8	7802,9	8686,2	9583,2

Количество пробуренных скважин глубиной 4575 м и более составило в 1972 — 506, в 1973 г. — 506, в 1974 г. — 446 и в 1975 г. — 410. Средняя стоимость 1 м проходки скважин в 1975 г. 360 долл. [1].

Средняя успешность в бурении глубоких скважин в США в 1973 г. составляла примерно 31% (в 1971 г. — 22% и в 1972 г. — 36%). Наибольшее количество сверхглубоких скважин в США бурится в Луизиане и Техасе. В по-

---

1 «Инженер-нефтяник», 1976, № 3, с. 18.

следнее время там появились проекты бурения нефтяных скважин на глубину 12 000 м.

Техника и технология бурения нефтяных скважин в США находится на высоком уровне. Недавно сотрудники лаборатории Калифорнийского университета разработали и испытали долото из молибдена с пирографитовым электронагревателем, работающим по принципу сопротивления. Этим долотом предполагается бурить нефтяные скважины с расплавлением горных пород.

Нефть Аляски. В поисках путей смягчения энергетического кризиса в США большие надежды возлагаются на нефтяные и газовые ресурсы Аляски. Территория штата Аляски огромна. Только один район Норт-Слоуп превышает по размерам почти любой штат США. Население Аляски (337 тыс. человек) проживает в четырех главных городах. Остальная часть штата — один из самых малонаселенных районов земного шара. Треть территории Аляски расположена на высоте около 700 м над уровнем моря. Только незначительная часть штата пригодна для сельского хозяйства.

Первые попытки найти промышленную нефть на Аляске относятся к 1901 г. Затем поисково-разведочные работы на нефть были прекращены. Возобновились они только в 1918 г. в районе южного побережья, а в 1926 г. у Якатага. До 1933 г. в районе Каталла добывалось незначительное количество нефти, а в 1933 г. добыча была прекращена. В 1944—1951 гг. военно-морское ведомство США вело поисковые работы в северной части Аляски.

В 1957 г. на Кенайском полуострове (южнее побережья Аляски) в долине р. Суонсон было открыто первое крупное месторождение нефти, давшее нефтяной фонтан дебитом 121,5 т/сут. Это месторождение, названное Суонсон-Ривер, имеет протяженность 14 км и ширину 5 км. Добываемая здесь нефть имеет плотность 0,87—0,83 г/см^3.

В 1953 г. в районе залива Кука, в 43 км юго-западнее месторождения Суонсон-Ривер, была обнаружена промышленная залежь газа (Кенайское газовое месторождение). Газ этого месторождения содержит 99% метана. Дебит скважины 877 тыс. м^3/сут.

Первые открытия повысили интерес к поискам нефти и газа на Аляске. К началу 70-х годов на Аляске в девяти районах полуострова поисковые работы вели более 20 нефтяных компаний США и в районе Бристольского залива — японская компания, которая получила здесь концессию площадью 80 тыс. га.

В 1962 г. на Аляске были открыты три газовых месторождения (два из них на западном берегу залива и одно — в 48 км от Суонсон-Ривер).

В 1965 г. компания «Сокони ойл» открыла нефтяное месторождение на суше, в 80 км к юго-западу от г. Анкориджа. Нефть была получена с глубины 2660 м. В том же году было открыто газовое месторождение на полуострове Кенай.

В 1968 г. в районе залива Прадхо было открыто уникальное месторождение нефти Прадхо-Бэй. Это месторождение, занимающее 150 тыс. га, расположено близ побережья моря Бофорта, в 280 км юго-восточнее мыса Барроу, в 265 км севернее Фэрбенкса и в 960 км севернее Анкориджа, где расположены основные базы снабжения. Месторождение имеет три продуктивных пласта нижнемелового — каменноугольного возраста. Дебит скважин здесь от 2 до 2,5 тыс. т/сут.

Трудности в освоении этого месторождения связаны не только с тяжелыми климатическими условиями (зимой температура снижается до минус 45—50° С, дуют сильные ветры со скоростью 110—130 км/ч, в районе северного склона мало воды), но и с тем, что месторождение расположено в зоне вечной мерзлоты. Здесь при строительстве буровых приходится устанавливать сваи в замерзающем грунте (до 70 свай на одну буровую). Для этой цели пробуривают стволы глубиной 3,6—4,2 м. Месторождение Прадхо-Бэй еще не оконтурено. Предварительная оценка извлекаемых запасов нефти здесь различная — в пределах 1,3—2,6 млрд. т.

Добыча нефти на Аляске в последние годы находилась на уровне 8—10 млн. т в год. В 1969 г. была начата опытная эксплуатация месторождения Прадхо-Бэй. Здесь было добыто около 150 тыс. т нефти и 2,5 млн. м³ газа. В 1976 г. за счет нефти, добываемой на Аляске, удовлетворялось лишь 2—2,5% общей ее потребности в США. Предполагается, что к 1985 г. добыча нефти достигнет здесь 100 млн. т, но это позволит покрыть лишь 7% будущей потребности США в нефти. К тому же следует учесть, что в ведущих нефтедобывающих штатах страны — Техасе и Оклахоме добыча нефти падает. Промышленная разработка месторождения Прадхо-Бэй начнется с вступлением в эксплуатацию трансаляскинского нефтепровода.

Большие надежды возлагаются в США на открытие и разработку морских месторождений. Площадь атлантического континентального шельфа США составляет 42 млн. га. В 1976 г. на долю морских месторождений приходилось 17% общей добычи нефти в США, хотя освоено пока лишь менее 3% площади континентального шельфа. В тихоокеанских штатах страны известно примерно 20 нефтеносных бассейнов. По мнению геологов, потенциальные запасы нефти в атлантическом шельфе можно оценить примерно от 1,6 до 7 млрд. м³, а запасы газа — от 1 до 5 трлн. м³ [1].

Преимуществом месторождений континентального шельфа является то, что они расположены неподалеку от крупных населенных центров, добываемая здесь нефть может перерабатываться на заводах атлантического побережья, которые сейчас на 90% зависят от импорта нефти.

В настоящее время на калифорнийском шельфе добывается ежегодно 11—12 млн. т нефти. В проливе Санта-Барбара эксплуатируется несколько подводных месторождений: Уилмингтон, Хантингтон и Дос-Куадрас и др. Открытое там в 1970 г. нефтегазовое месторождение Санта-Инес пока не разрабатывается. В 1975 г. с месторождений шельфовой зоны страны было получено 68 млн. т нефти, из них около 50 млн. т в Мексиканском заливе.

Техника бурения нефтяных скважин в море и технология их эксплуатации совершенствуются с каждым годом. К числу последних новшеств в этой области следует отнести создание миниатюрной подводной лодки для наблюдения, проверки и ремонта подводного оборудования при бурении скважин. Лодка эта оборудована телевизионными камерами, устройством для записи изображения, установками для подводного фотографирования и навигационными инструментами. Длина такой лодки 2,8 м, масса 5 т, скорость хода до 5 узлов, экипаж 2 человека. На глубине 544 м она может работать до 10 ч. Запасом воздуха лодка обеспечена на 48 ч.

[1] «Amer. Gas. Assoc. Mon.», 1974, v. 56, No, 11, p. 42—48.

Транспорт нефти и нефтепродуктов. *Трубопроводы.* В развитии добычи нефти в США и ее импорте важную роль играют трубопроводы и танкерные перевозки. В 1972 г. в США около 47,5% нефти и нефтепродуктов было доставлено трубопроводным транспортом, 23,14% — водным, 27,86% — автомобильным и 1,47% — железнодорожным.

США располагают большой сетью трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов. Общая протяженность 87 крупных нефте- и продуктопроводов США, по которым ведется статистика междуштатной торговой комиссией, составила в 1974 г. 320 тыс. км, по ним транспортируется более 47% от общего объема нефти и нефтепродуктов в США.

Кроме того, в США имеется большая сеть немагистральных — сборных трубопроводов, общая протяженность которых в 1973 г. составляла более 120,4 тыс. км. По данным одного из крупных банков США, затраты на строительство трубопроводов в США в период 1973—1985 гг. будут составлять 35 млрд. долл., что на 20% больше стоимости всех существующих в США нефте- и газопроводов на начало 1973 г. В программе строительства трубопроводов в указанный период основные затраты будут произведены на строительство нефте- и газопроводов из Канады и Арктических районов США (Аляски).

Фирма «Энерджи компани оф Аляска» намерена построить нефтеперерабатывающий завод вблизи г. Фэрбенкса, в 5 км от трассы строящегося Трансаляскинского нефтепровода, по которому будет подаваться нефть на этот завод.

Вопрос о строительстве Трансаляскинского нефтепровода долгое время был дискуссионным. Власти не разрешали строительство названного нефтепровода из-за угрозы нарушения экологического равновесия. В апреле 1973 г. Верховный суд США подтвердил решение апелляционного суда, отказавшего выдать санкцию на строительство нефтепровода. Только в конце 1973 г. Палата представителей Конгресса США одобрила законопроект о строительстве нефтепровода на Аляске. Строительство Трансаляскинского нефтепровода протяженностью 1280 км (диаметром 1200 мм) от месторождения Прадхо-Бэй до порта Валдиз было закончено в середине 1977 г. По этому нефтепроводу нефть подается из северных районов Аляски в незамерзающий порт Валдиз, а оттуда морем на западное побережье США. Его первоначальная пропускная способность 60 млн. т с последующим увеличением ее до 100—150 млн. т в год [1].

В связи со строительством Трансаляскинского нефтепровода решено в 3 раза увеличить пропускную способность порта Валдиз, где будет построено четыре причала для налива нефти в танкеры и большая перевалочная нефтебаза на высоте 150 м над уровнем моря (нефть будет наливаться в танкеры самотеком). Предполагается, что в 1980 г. добыча нефти на Аляске достигнет 70 млн. т в год. Аляскинская нефть не окажет большого эффекта на смягчение нефтяного кризиса в стране, по крайней мере в 1980 г., как это предполагается в официальных кругах США.

В 1976 г. начато строительство нефтепровода от Сиэтла (штат Вашингтон) до Клирбрука (штат Миннесота) протяженностью 2400 км, диаметром 900 мм, его первоначальная мощность 40 млн. т нефти в год. От трассы нефтепровода будет построено ответвление, обслуживающее район Скалистых гор. Нефте-

[1] «Oil and Gas», 1976, v. 74, No. 39, p. 79—82.

провод будет сдан в эксплуатацию в 1978 г. По нему будет транспортироваться нефть на заводы, которые сейчас перерабатывают канадскую нефть, но Канада уже предупредила США о предстоящем прекращении поставок сюда нефти. Заводы перейдут на переработку аляскинской нефти и нефти других районов США.

Магистральные трубопроводы США строились обычно из труб относительно небольшого диаметра (средний диаметр нефтепроводов 309 мм, продуктопроводов 228 мм), но в последние годы диаметр трубопроводов увеличивается.

Развитие добычи нефти и газа в море привело к необходимости строительства подводных нефте- и газопроводов. Первый морской трубопровод в США был построен в заливе Галвестон (штат Техас) в 1946 г. В 1958 г. было проложено 145 км подводных трубопроводов, после чего до 1964 г. подводные трубопроводы почти не строились. В период 1964—1969 гг. было построено еще 1470 км подводных трубопроводов максимальным диаметром 900 мм.

Танкеры. Перевозка нефти в металлических цистернах, размещенных в нефтеналивном судне, в США впервые была применена в 1861 г. В 1888 г. был построен первый нефтеналивной танкер. С тех пор продолжается совершенствование техники сооружения и конструкции танкеров. Особенно быстро строительство танкеров начало развиваться после первой мировой войны. До первой мировой войны грузоподъемность нефтеналивного танкера в 6 тыс. т считалась рекордной. В годы второй мировой войны в США было построено не менее 1000 нефтеналивных судов, из них более половины водоизмещением 16,6 тыс. т. К концу войны 60% мирового нефтеналивного флота приходилось на США. В последующие годы положение значительно изменилось: к началу 1958 г. под контролем США находилось лишь 34% мирового танкерного флота. В последние годы наметилась тенденция увеличения грузоподъемности танкеров, в связи с чем сокращается их количество. Так, в 1958 г. танкерный флот США насчитывал 474 единицы, в 1965 г. — 410 и к 1970 г. число их сократилось до 271. (Эти данные относятся к танкерам грузоподъемностью 2000 т и выше). К 1958 г. грузоподъемность танкеров США достигла 50 тыс. т. В том же году самым большим танкером в США был «Юниверси лидер» грузоподъемностью 85,5 тыс. т. За период 1958—1965 гг. скорость танкеров увеличилась с 15,3 до 16 узлов в час.

В годы второй мировой войны супертанкерами назывались нефтеналивные суда грузоподъемностью 15—16 тыс. т, теперь они относятся к категории средних. Однако США отстают от других стран в строительстве сверхмощных танкеров. В США только в первой половине 70-х годов был построен танкер грузоподъемностью 225 тыс. т. Между тем Япония еще в 1956 г. построила танкер водоизмещением 100 тыс. т, а в 1966 г. здесь были спущены на воду танкеры сначала грузоподъемностью 150 тыс. т, а затем грузоподъемностью 207 тыс. т. В конце 60-х годов было спущено шесть танкеров грузоподъемностью по 312 тыс. т каждый, и в начале 70-х годов в Японии был построен танкер «Глобик Токио» грузоподъемностью 477 тыс. т.

В настоящее время большинство портов США могут принимать танкеры грузоподъемностью не более 50 тыс. т. Только два порта на западном побережье могут принимать танкеры дедвейтом до 100 тыс. т и два порта на восточном побережье Техаса дедвейтом до 80 тыс. т.

В настоящее время разрабатываются проекты строительства трех глубоководных портов для приема больших танкеров: один в 29 км от побережья Луизианы, второй в 48 км от Фрипорта (Техас), третий в 56 км от побережья Алабамы. Все три порта в 1978 г. будут сданы в эксплуатацию.

В 1985 г. США будут располагать 525 танкерами грузоподъемностью по 250 тыс. т и 1450 танкерами по 80 тыс. т. В настоящее время на долю танкеров США приходится всего около 5% общего объема импортных перевозок нефти.

Крупнейшими владельцами танкерного флота США являются компании: «Эссо», «Мобил», «Галф», «Тексако», «Калтекс» и «Стандард ойл оф Калифорния». В конце 60-х годов только на эти шесть компаний приходилось более 450 танкеров общей грузоподъемностью свыше 12 млн. т. Нефтяные монополии не менее 75% добываемой в районе Ближнего и Среднего Востока нефти доставляют в Западную Европу танкерами.

Нефтепереработка. В 20-х годах нашего столетия в США начал применяться термический крекинг — процесс, разработанный русским ученым А. А. Летним в 1875 г., а в 1890 г. усовершенствованный В. Г. Шуховым. Уже в 1926 г. удельный вес крекинг-бензина в США составил 33,3%, а в 1930 г. — 41,2% общего производства бензина в стране.

С каждым годом увеличивался объем переработки нефти, достигнув в 1940 г. 178 млн. т против 60 млн. т в 1920 г. Увеличился и выход бензина на переработанную нефть. В 1940 г. он достиг 43,2% по сравнению с 18,2% в 1914 г. Совершенствование автомобильных и авиационных двигателей потребовало производства высокооктановых бензинов. В середине 30-х годов в США началось промышленное применение в нефтепереработке процессов полимеризации, алкилирования и изомеризации, которые позволили создать новые компоненты для производства высокооктановых бензинов, в первую очередь авиационных бензинов. Накануне второй мировой войны в США началось широкое применение каталитического крекинга, что позволило еще более увеличить производство бензина.

В годы второй мировой войны в США усиленно развивалось производство моторных топлив. Моторное топливо и мазут по-прежнему продолжали занимать ведущее место среди остальных нефтепродуктов. Повысился и объем переработки нефти (в млн. т):

	1941 г.	1945 г.
Переработано нефти	190,2	232,4
Выработано бензина	78,9	91,4
» мазута	51,4	70,4

Характерной особенностью нефтепереработки США в годы второй мировой войны было увеличение производства высокооктановых бензинов. В 1945 г. 88% мирового производства (без СССР) стооктанового бензина приходилось на США и только 12% на другие страны. После второй мировой войны в США особенно широко развернулось строительство установок каталитического крекинга. В сочетании с другими технологическими процессами это привело к резкому увеличению производства высокосортных авиационных и автомобильных бензинов.

В послевоенные годы идет процесс сокращения числа действующих заводов при одновременном увеличении их производственной мощности (на начало года):

	1946 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.
Число заводов	408	320	298	259
Общая мощность, млн. т сырья в год	236	335	455	643

	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
Число заводов	247	247	247	259
Общая мощность, млн. т сырья в год	654	669,2	710,8	720,2

Следует отметить, что на семь компаний приходится 49% всех мощностей нефтеперерабатывающих заводов США.

Повышение степени сжатия в двигателях внутреннего сгорания вызвало необходимость еще более повысить октановое число автомобильного бензина. Для этого потребовались новые технологические процессы, одним из которых стал каталитический риформинг. При помощи этого процесса стало возможным получать высокооктановые компоненты бензина из низкооктановой прямогонной бензино-лигроиновой фракции. Этот процесс впервые был применен в США в 1949 г., а промышленное применение его началось с 1952 г. и продолжается до настоящего времени. При этом одновременно снижается роль термического крекинга, на долю которого в 1946 г. приходилось 43%, а в 1970 г. — 12,4%. Доля каталитического риформинга в 1970 г. достигла 20%, доля каталитического крекинга в том же году — 42,1%. Наибольшее применение каталитический крекинг имеет в виде процесса платформинга. Второе место занимает ультраформинг. Для производства высокооктановых компонентов бензина применяется также каталитическая полимеризация непредельных углеводородов газов термического и каталитического крекинга. Многие нефтеперерабатывающие заводы США имеют алкилирующие установки. Кроме получения компонентов бензина алкилирование применяется и для производства нефтехимических продуктов (этилбензола — сырья для производства стирола и синтетического каучука).

В годы второй мировой войны в США был разработан процесс изомеризации низкооктановых углеводородов для получения высокооктановых изомеров.

В настоящее время этот процесс применяется для непосредственного повышения октанового числа бензина путем превращения пентана и гексана в их изомеры. Изомеризацию проводят в присутствии водорода и катализатора.

В последние 10—15 лет в США повысился интерес к переработке тяжелых нефтяных остатков. Еще в конце 40-х годов там появилось два процесса для коксования тяжелых остатков. В настоящее время масштабы коксования тяжелых нефтей увеличиваются. Строятся преимущественно установки замедленного коксования.

С середины 50-х годов широкое развитие в нефтепереработке США получила гидроочистка. Каталитическая гидроочистка применяется главным образом для обессеривания сырья, насыщения олефинов, повышения качества различных нефтяных фракций и продуктов и удаления из них примесей.

Развивается и процесс каталитического гидрокрекинга, при помощи которого получают высокооктановый бензин и дизельное топливо из средних и тяжелых дистиллятов.

Структура нефтеперерабатывающей промышленности США в 1960—1970 гг. по различным технологическим процессам представляется в следующем виде (в % к мощности прямой переработки нефти):

	1960 г.	1965 г.	1970 г.
Термические процессы	20,2	16,0	12,4
Каталитический крекинг	50,9	52,1	42,1
» риформинг	18,3	17,7	20,0
Каталитическая гидроочистка	20,7	25,5	30,2
Каталитический гидрокрекинг	1,0	1,0	5,1
Алкилирование	4,0	4,6	5,3
Полимеризация	1,3	1,1	—
Изомеризация	0,5	0,5	2,0
Производство масел	2,0	2,0	1,8
» кокса	1,1	1,3	1,9
» битума	5,5	6,1	5,5

В 1974 г. структура мощности по переработке нефти в США по основным технологическим процессам была следующей (в млн. т) [1]:

Прямая перегонка	710,8
Термические процессы	69,7
Каталитический риформинг	138,0
» крекинг	203,7
Гидрокрекинг	37,7
Гидроочистка	237,6

Ожидается увеличение мощности гидроочистки в связи с поступлением на переработку сернистых нефтей.

Добываемая в США нефть содержит лишь 0,5% серы, поэтому заводы США не приспособлены к переработке сернистых нефтей. Импортируемая в последние годы с Ближнего Востока нефть содержит 1,65% серы, что требует дополнительные мощности на сероочистку.

После второй мировой войны в нефтепереработке США наметилась тенденция к снижению общего выхода остаточных топлив. Выход основных нефтепродуктов в США без потерь и потребления нефтепродуктов НПЗ (в % на переработанную нефть) приведен ниже:

	1946 г.	1950 г.	1956 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.
Бензин	37,5	42,7	43,4	44,2	45,5	42,0	42,0
Керосин и реактивное топливо	5,8	5,4	4,3	8,0	8,5	7,0	8,5
Дистилляты	16,5	19,4	22,9	23,0	23,0	22,0	27,0
Смазочные масла	2,8	2,6	н. с.	2,05	2,1	н. с.	1,6
Мазут	27,8	22,6	14,7	9,2	8,5	7,0	9,0

Общее производство нефтепродуктов в США в 1974 г. снизилось до 512 млн.т против 532 млн. т в 1973 г.

До 1973 г. основным продуктом нефтепереработки в США был бензин. В производстве мазута фирмы не были заинтересованы, так как цена импортного мазута была низкой. После 1972 г. положение резко изменилось. Теперь

---

[1] «Oil and Gas», 1974, v. 72, No. 13, p. 18—21.

фирмы США ориентируются на менее глубокую переработку нефти, стремятся получать больше мазута и строят нефтеперерабатывающие заводы в восточной провинции Канады (Нью-Брансуик, Ньюфаундленд, Новая Шотландия, Квебек), рассчитывая на переработку здесь импортного сырья. Строительство таких заводов в 3 раза дешевле, чем строительство заводов с глубокой переработкой нефти в США.

После 1973 г. в связи с нефтяным кризисом нефтеперерабатывающие фирмы уже не стремятся снизить к 1980 г. выход мазута до 3,5% на перерабатываемую нефть, как это было предусмотрено раньше.

Количество переработанной нефти и производство основных нефтепродуктов в США в послевоенные годы характеризуется следующими данными (в млн. т):

	1946 г.	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
Переработка нефти	236	282	398	447	535,6	—
Выработка бензина	66,7	106,2	177,2	207,8	247,7	279
» керосина и реактивного топлива	8,3	15,2	28,1	26,8	47,7	47
Выработка дизельного топлива	23,3	55,0	89,3	103,7	120,2	129
Выработка мазута	44,2	63,8	49,8	89,7	38,7	61,3

До наступления нефтяного кризиса в 1973 г. в научно-технической нефтяной литературе высказывалось предположение, что в 1975 г. выход бензина и дизельного топлива на переработанную нефть в США достигнет 75%. Этот прогноз оказался несостоятельным. Вероятно, нереальным окажется и предположение, что к 1980 г. мощность нефтеперерабатывающих заводов США увеличится до 1075 млн. т в год.

Достаточно сказать, что за 1970—1974 гг. в США построено всего два нефтеперерабатывающих завода. Мощность всех нефтеперерабатывающих заводов в 1975 г. использовалась только на 84%. В последние годы ввод в эксплуатацию новых производственных мощностей в США был незначителен (мощности увеличивались главным образом за счет реконструкции действующих заводов).

Характерной особенностью нефтепереработки США в послевоенные годы является комбинирование технологических схем. Если раньше нефтеперерабатывающий завод состоял из ряда самостоятельных установок, каждая из которых располагала своим хозяйством, то при комбинированных схемах переработки сырья все установки связаны в единый комплекс, и управление ими централизовано. Комбинирование технологических установок в единый комплекс позволяет снизить удельные расходы на сооружение таких заводов.

Нефтеперерабатывающие заводы США сосредоточены преимущественно в четырех районах:

1) на побережье Мексиканского залива (Хьюстон-Руж, Техас-Сити, Бомонт, Батон-Руж, Нью-Орлеан);

2) в южной и центральной частях Калифорнии (Сан-Франциско, Лос-Анджелес и др.);

3) в крупных промышленных городах и промышленных центрах Атлантического побережья (Филадельфия, Нью-Йорк, Балтимора, Бостон и др.);

4) в Центральном районе (Талса, Оклахома-Сити, Лонгвью, Уичито-Фолс и др.).

На полуострове Кенай (южное побережье Аляски) работают два нефтеперерабатывающих завода. Они вырабатывают реактивное, дизельное и тяжелое топливо. Там же имеются нефтехимические предприятия и завод по сжижению природного газа, предназначенного для экспорта в Японию.

Нефтеперерабатывающая промышленность США размещена неравномерно: около $^3/_4$ заводов, или почти 80% их общей мощности, сосредоточено в девяти штатах: Техасе, Калифорнии, Луизиане, Пенсильвании, Иллинойсе, Индиане, Нью-Джерси, Огайо и Оклахоме. Импортная нефть перерабатывается главным образом в пяти штатах: Нью-Джерси, Орегоне, Пенсильвании, Калифорнии и Делаваре.

Раньше фирмы стремились строить нефтеперерабатывающие заводы за пределами США, где обеспечивалась более высокая прибыль, импорт мазута не лимитировался, а импорт нефти ограничивался. Теперь, вероятно, тенденция изменится.

В нефтеперерабатывающей промышленности США уровень концентрации капитала очень высок: менее 20 компаний контролируют примерно 93% производимых в стране нефтепродуктов.

Сланцы и торф

На территории США находится около 20% мировых запасов горючих сланцев. Они сосредоточены главным образом в штатах Колорадо, Юта, Вайоминг. В настоящее время эти сланцы практически не используются, хотя в них содержится сланцевое масло.

Особый интерес представляют сланцы бассейна Грин-Ривер (штат Колорадо) и сланцы штатов Юта и Вайоминг. Здесь на отдельных участках содержание сланцевого масла в сланцах достигает 146 л в 1 т сланцев. Общие извлекаемые запасы масла в сланцах США оцениваются в 250—270 млрд. т.

С наступлением в 1973 г. нефтяного кризиса в США проявляется интерес к использованию горючих сланцев. Проводятся опыты по извлечению сланцевого масла. Учитывая возрастающие цены на нефть, сланцевое масло может к 1985 г. оказаться конкурентоспособным не только с импортной нефтью, но и с нефтью, добываемой в США, хотя высказываются пессимистические мнения в отношении практического освоения производства сланцевого масла. Однако в 1974 г. строительство завода было прекращено из-за того, что стоимость извлеченного сланцевого масла оказалась на уровне 11 долл. за баррель, а экономически целесообразно извлекать его при стоимости 7 долл. за баррель. Имеется ряд и других трудностей при осуществлении процесса получения сланцевого масла: очень велики отходы от производства, и они содержат много солей, что представляет угрозу для окружающей среды. Кроме того, процесс извлечения масла из сланцев очень трудоемкий: объем работ примерно в 15 раз больше, чем при добыче угля. По этим причинам оптимистический прогноз о получении из сланцев к 1985 г. не менее 37 млн. т масла и 144 млрд. м³ газа, по всей вероятности, является нереальным, тем более, что США обладают значительными ресурсами угля. Некоторые фирмы пытаются найти более простой способ получения сланцевого масла. Так, фирма «Оксидентл» разработала

метод добычи сланцевого масла с помощью внутрипластового давления. При этом 50% горючих сланцев сжигается.

Запасы торфа в США (без Аляски) оцениваются в 14 млрд. т. Он имеется в 26 штатах страны, наибольшие запасы в Миннесоте, Висконсине и Мичигане [1]. На долю этих штатов приходится примерно 75% общих запасов торфа в США.

Газ

Разведанные запасы газа в США за последние годы снижались, в 1975 г. они оценивались в 6,6 трлн. м³. Снижение запасов газа объясняется несколькими причинами, но главная из них заключается в том, что газовые компании были не удовлетворены политикой ограничения цен на газ и сократили поисково-разведочные работы.

С газовыми ресурсами США обращаются еще более расточительно, чем с нефтяными. При ограниченных масштабах поисково-разведочных работ на газ добыча и потребление его возрастают с каждым годом. В результате такой политики газовых монополий обеспеченность страны национальными ресурсами газа в последние 30 лет неуклонно снижалась. Так, начиная с 1968 г. объем потребления газа в США начал превышать уровень прироста его запасов. С 1967 по 1973 г. разведанные запасы природного газа снизились на 10%. Дефицит газа стал увеличиваться: в 1970 г. импорт его в общем потреблении составил 3,7%, а в 1975 г. он увеличился почти до 5%. С 1972 г. стало заметно изменяться отношение величины запасов к годовому объему добычи. Снизились и абсолютные запасы газа. В 1960 г. на долю США приходилось 87% общей добычи природного газа во всех странах капиталистического мира, в 1973 г. в связи с развитием добычи газа в ФРГ, Нидерландах, Италии, Франции, Мексики и других странах доля США снизилась до 66%. В настоящее время в США разрабатывается несколько тысяч газовых месторождений, но только в пяти из них сосредоточено 42% общих запасов газа, на долю их приходится примерно 55% общей добычи газа в стране.

Примерно 65% общего объема добычи газа дают четыре штата: Техас, Луизиана, Оклахома и Нью-Мексико. Наиболее богатым газодобывающим районом США является район Галф-Кост, расположенный на побережье Мексиканского залива. Здесь добывается более 40% газа. Второе место по размерам добычи занимает уникальное месторождение Пенхэндл (13% общей добычи газа в стране) и прилегающие к нему газовые месторождения района Анадарко.

Развитие добычи газа в США относится еще к 20-м годам прошлого столетия. К началу текущего столетия она достигла 7 млрд. м³ в год. Но в те годы газ еще не играл существенной роли в энергетическом балансе страны: его доля в нем в 1900 г. составляла лишь 3,2%. Газ использовался только в районах его добычи.

Длительное время большое количество газа вообще не использовалось, выбрасывалось в атмосферу. Даже в 1944 г. из 27 млрд. м³ природного газа, добытого в Техасе, более 18 млрд. м³ было выброшено в воздух. Только после открытия крупнейшего газового месторождения Пенхэндл в США началось

[1] Топливно-энергетические ресурсы, т. 1, М., «Наука», 1968, с. 13—36.

строительство газопроводов на большие расстояния, что ускорило дальнейшее развитие добычи газа.

Общая протяженность газопроводов в США в 1974 г. составляла 3,6 млн. км (в том числе магистральных 2,1 млн. км).

В послевоенные годы добыча и потребление природного газа развивались быстрыми темпами, что видно из следующих данных (в млрд. м³):

	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1974 г.
Потребление	169	370	617	620
Добыча	177,8	361,7	624	631,7

В США существует около семи тысяч газовых компаний, из которых 10 компаний добывают более одной трети газа.

Сокращается бурение на газ. В 1959 г. было пробурено 5049 газовых скважин, в 1970 г. — 3844 и лишь в 1972 г. был снова достигнут уровень 1959 г. Газовые компании требовали отменить контроль над ценами на газ и повысить их. Это желание газовых компаний было удовлетворено правительством США. Сейчас контроль над ценами на газ отменен. В стране начал ощущаться дефицит газа. В 1975 г. он составил 100 млрд. м³. По оценке Федеральной комиссии и Национального совета по нефти дефицит газа в США в 1980 г. составит 320 млрд. м³ и в 1985 г. он возрастет до 490 млрд. м³. Особенно велик дефицит газа в Техасе и Луизиане, меньше он в Миссисипи, Арканзасе, Аризоне, Алабаме, Флориде и Неваде.

В США потребление сжиженного газа составляет 3% от общего потребления энергии в стране. Наибольший дефицит сжиженного газа наблюдается на Восточном побережье и на севере Центра США. На восточном побережье потребляется 10,5% от общего объема потребления сжиженного газа в стране.

С каждым годом увеличивается импорт в США сжиженного газа. Надежды, возлагаемые на импорт газа из Ирана, Канады, Алжира, Ливии, Венесуэлы, а также на получение его с Аляски, могут не оправдаться. Предполагают, что Аляска (где сейчас добывается 6—8 млрд. м³ газа в год) в 1980 г. будет давать 20 млрд. м³, а в 1990 г. — 65 млрд. м³ газа в год.

В настоящее время аляскинский газ транспортируется в Японию в сжиженном виде танкерами. Чтобы использовать его в США, требуется решить проблему доставки газа в страну. Министерство внутренних дел США считает наиболее целесообразным передачу газа с Аляски через газопровод.

Две группы компаний (одна в США, другая в Канаде, всего 28 компаний) получили разрешение на постройку Трансаляскинского газопровода. Этот газопровод протяженностью примерно 4183—4200 км (из них 300 км пройдет по Аляске) будет иметь две нитки диаметром 1220 мм. Одна из них длиной 233 км пройдет по Аляске до озера Трейваллант, где встретится со второй ниткой, идущей с газовых месторождений в дельте р. Маккензи (длина 790 км), далее до штата Каролина пойдет однониточный газопровод диаметром 1220 мм. В штате Каролина газопровод опять разделится на две нитки диаметром по 1067 мм. Одна из них длиной 450 км пойдет на юго-запад до г. Кингсгейт, вторая протяженностью 635 км — на восток до г. Мончи.

Первая очередь этого газопровода будет сдана в эксплуатацию в 1978 г. Она предназначается для подачи газа с месторождений в дельте р. Маккензи, а в 1979 г. — с севера Аляски.

Половина газа будет поступать с газовых месторождений Канады, вторая половина — с севера Аляски. Подача газа в США из арктических районов и Канады в 1980 г. оценивается в 26 млрд. м³, в 1985 г. — 70 млрд. м³ и в 1990 г. — 113 млрд. м³. Этот газопровод будет принадлежать правительству Канады. В США и Канаде подготовлено пять крупных проектов газопроводов, предназначенных для транспортировки газа, добываемого на севере США и Канады, но пока ни один из них не осуществляется. Видимо, этот вопрос будет решаться также медленно, как в свое время он решался в отношении Трансаляскинского трубопровода. Энергетический кризис ускорил решение вопроса об использовании газовых ресурсов Аляски. Большая роль отводится организации производства искусственного газа из угля. К 1985 г. предполагается построить 26 заводов для производства газа из угля. Первый такой завод был построен в 1972 г. в Репид-Сити (Южная Дакота), он принадлежит правительственной организации. В Чикаго работает завод по производству газа из угля. В 1976 г. была сдана в эксплуатацию крупная опытная установка газификации угля в Хоумер-Сити (Пенсильвания). Она рассчитана на производство 68 тыс. м³ газа в сутки.

В том же году специалисты Центра энергетических исследований США провели опыт по подземной газификации угля близ г. Ханна (штат Вайоминг). Получены положительные результаты. Теперь продолжаются работы по увеличению выхода газа. К 1990 г. в США предполагается построить 35 заводов по производству газа из угля, часть из которых будет введена в эксплуатацию до 1979 г.

По данным Национального совета по нефти, производство синтетического газа из угля будет целесообразно, если цена на него будет не ниже 90—120 центов за 1000 куб. футов (при покупной способности доллара 1970 г.).

Производство газа из угля в США прогнозируется в следующих размерах (в млрд. м³):

1980 г.	1985 г.	2000 г.
19,8	56,6	155,6

Но уже сейчас высказываются сомнения в реальности этого прогноза, хотя в проектах по этому вопросу недостатка нет. К началу 1974 г. в стране существовало 48 различных проектов строительства заводов по производству синтетического газа, из них 44 — на базе жидких углеводородов, остальные — на базе угля.

Существует проект по производству газа из городского мусора. По данным Национальной лиги городов, в США ежегодно накапливается 226,8 млн. т мусора, в том числе 27,2 млн. т бумаги. Количество мусора в стране удваивается через 50 лет, а в городах — через 20 лет. Часть мусора содержит органические вещества, при сгорании дающие газ с теплотворной способностью в среднем 2500—4167 ккал/кг. В настоящее время ведутся работы по усовершенствованию этого процесса.

На долю США приходится более 50% мирового производства и потребления сжиженного нефтяного газа (второе место по размерам потребления его

занимает Япония). В период 1968—1973 гг. потребление сжиженного газа в США в среднем возрастало на 6% в год и в 1973 г. достигло 51,6 млн. т. До 1973 г. США удовлетворяли спрос на сжиженный газ за счет отечественного производства, а в 1973 г. импорт сжиженного газа составил 8% от общего его потребления. Производство сжиженного газа в США в 1976 г. составило 50,4 млн. т. США вынуждены будут увеличивать импорт сжиженных газов. Он имеет ряд преимуществ перед обычным природным газом, главное из которых — высокое октановое число. Применение сжиженного газа в автотранспорте уменьшает износ двигателя в 5 раз. Сжиженный газ импортируется из Канады, Венесуэлы, Саудовской Аравии и Алжира. Доля отдельных секторов в общем потреблении сжиженного газа в США такова (в % к общему итогу): химическая промышленность — 45,2, бытовой сектор — 39,3, автотранспорт — 6,7, обрабатывающая промышленность — 5,4, сельское хозяйство — 3,4. В последние годы в США быстро увеличивается количество подземных газовых хранилищ. В 1945 г. их было 50 общей емкостью 3,8 млрд. м³, в 1974 г. — 360 общей емкостью свыше 170 млрд. м³. Подземные хранилища газа имеются в 26 штатах страны [1]. В США хорошо развита газоперерабатывающая промышленность. Она вырабатывает бензин, сжиженные газы и этан. По прогнозам в 1980 г. газоперерабатывающая промышленность будет вырабатывать 36 млн. м³ газового бензина, около 90 млн. м³ сжиженных газов и 36 млн. т этана — сырья для производства этилена. Газовая промышленность США принадлежит в основном частному капиталу.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

По оценке Федеральной энергетической комиссии США гидроэнергетические ресурсы США оцениваются в 179 ГВт, из которых уже освоено примерно 40%. Почти 55% гидроэнергетических ресурсов приходится на западные районы страны и на Аляску, но широко они используются лишь там, где мало нефти и газа. Доля гидроэнергетики в общем производстве электроэнергии США непрерывно снижается. По состоянию на май 1974 г. общая установленная мощность всех ГЭС страны составляла 54 885 МВт при среднегодовом производстве электроэнергии 259,6 млрд. кВт·ч. По прогнозам общая мощность всех ГЭС США к 1990 г. достигнет 82 ГВт, а мощность ГАЭС — 70 ГВт. Однако доля гидроэнергии в общем электробалансе страны к 1990 г. будет снижена.

Недавно на крупной ГЭС США Грэнд-Кули мощностью 2161 МВт установлено дополнительно 12 гидроагрегатов по 600 МВт, после чего мощность этой ГЭС увеличилась до 9780 МВт. Наибольшее число ГЭС находится в штатах Калифорния, Пенсильвания и Техас.

В конце 60-х годов в США были построены крупные гидроагрегаты на новых и ранее построенных электростанциях. Мощность агрегатов и количество: Хельс-Кэньон — один 141,7 МВт, Моссирок — два по 164 МВт; Джон-Дей — четыре по 155,2 МВт; Оровилл — один 97,5 и три по 177 МВт; Сан-Луис — шесть по 53 МВт; Уэл — один 89 МВт и т. д.

В предстоящие 20 лет намечается увеличить мощность ГЭС до 76,6 тыс. МВт, а производство электроэнергии на них — до 308 млрд. кВт·ч, тогда доля ГЭС

[1] «Oil and Gas», 1974, v. 72, No. 26. p. 26.

в общем производстве электроэнергии в стране будет составлять примерно 4%.

В 1972 г. была произведена оценка геотермических ресурсов США. Было установлено, что возможно строительство геотермальных электростанций (ГТЭ) общей мощностью к 1985 г. до 132 ГВт и к 2000 г. до 395 ГВт. Общую мощность ГТЭ в 1975 г. намечалось довести до 750 МВт. В 1975 г. компании «Барма ойл» и «ГЭС компани» бурили скважины в округе Лейк (штат Калифорния), с глубины 2172 м был получен пар. Первая скважина была пробурена на площади Кастя-Рок-Спрингес (в районе севернее Сан-Франциско). Полученный здесь пар будет использован на геотермической электростанции, мощность которой определена в 135 тыс. кВт, она войдет в эксплуатацию в 1978 г. Это единственный район США, где имеются геотермические источники, мощность которых позволяет использовать их для энергетических целей.

Южнее в Калифорнийской долине близ границы с Мексикой тоже есть крупные геотермические источники, которые также предполагается использовать для энергетических целей. Здесь в Ист-Меса предполагается построить ГЭС. В 27 км от Эль-Сентро будет построена ТЭС мощностью 10 МВт. Она войдет в эксплуатацию в 1978 г. Залежи горячей воды здесь залегают на глубине 1280—1890 м [1].

По имеющимся прогнозам, доля геотермальной энергии в топливно-энергетическом балансе США в 2000 г. составит 2%, а в балансе западных штатов — 19%. В настоящее время в США в Долине Гейзеров в 130 км от Сан-Франциско (штат Калифорния) работает несколько ГТЭС общей мощностью 396 МВт. Стоимость электроэнергии, вырабатываемой ГТЭС, составляет 0,5 цента за кВт·ч (для обычной ТЭС — 0,5—0,7 цента). К 1985 г. в западных штатах предполагается построить ТЭС мощностью 20 ГВт, а к 2000 г. — ТЭС мощностью 80 ГВт. Недалеко от г. Буэна-Виста (Колорадо) в 1975 г. строилась опытная ГТЭС мощностью 1,5 МВт с расчетом увеличения ее до 55 МВт. Разработан проект опреснения геотермальных вод источников Империал-Валли. Здесь будут использованы геотермальные воды 180 скважин. Намечается строительство ГТЭС у мексиканской границы мощностью 10 МВт. Общая мощность ГТЭС США в 1985 г. прогнозируется в размере 132 ГВт, а к 2000 г. — 395 ГВт. Подсчитано, что применение геотермальной энергии может дать экономию в размере 9 млрд. долл. в 1985 г. и 26 млрд. долл. в 2000 г. за счет сокращения импорта нефти. Комиссия по атомной энергии США в 1974 г. выделила 4,7 млн. долл. на проведение исследовательских работ в области использования геотермальной энергии. Эти работы ведутся в Калифорнийском университете, в одном из институтов Лос-Аламоса и в лаборатории Лоуренса в Ливерморе.

Высказываются предположения, что к 1978 г. потенциал геотермальной энергии в США может достичь 12—15 тыс. МВт, а к 2000 г. — 75 тыс. МВт.

Прежние прогнозы относительно развития атомной энергетики в США оказались сильно преувеличенными. С конца 60-х годов они стали пересматриваться в сторону уменьшения. Уже в конце 1972 г. суммарная мощность АЭС США оказалась меньше, чем это предусматривали прогнозы 1970 г. К концу 1974 г. в США имелось 55 АЭС общей мощностью 37 тыс. МВт и 73 АЭС находились в процессе строительства. В 1974 г. АЭС США выработали

[1] «Petroleum Engeener», 1975, No. 6, p. 36.

124 млрд. кВт·ч электроэнергии [1]. Большинство АЭС работает не на полную мощность. Коэффициент их использования снизился до 56%.

Вице-президент компании «Форд, Бэконд энд Девис» Жерар К. Гембес заявил в 1972 г., что к 1 января 1972 г. США отставали по мощности атомных электростанций от графика на 15 000 МВт.

По заявлению Жерара К. Гембеса, США в своих исследованиях по созданию реакторов-размножителей отстали от СССР, Англии и Франции на 10 лет. Специалисты объясняют несостоятельность прежних прогнозов в части развития атомной энергетики следующими причинами.

1. После сдачи в эксплуатацию АЭС приходится производить дополнительные работы (в одних случаях доделки, в других переделки).

2. Почти всякий раз в ходе строительства АЭС приходится вносить изменения в проекты. Подсчитано, что в период 1973—1974 гг. изменения в проекты обошлись более чем в 70 млн. долл. дополнительных расходов на каждую АЭС (при средней стоимости одной АЭС 700 млн. долл.).

3. В процессе строительства обычно не хватает металла, квалифицированных сварщиков и дипломированных инженеров.

4. Как правило, проекты АЭС не отвечают требованиям охраны окружающей среды. По всем этим причинам сроки строительства АЭС удлиняются до 10 лет (срок строительства ТЭС на угле 4—5 лет, а на газе и мазуте меньше на 6 месяцев). Кроме того в США велики сроки получения разрешения на строительство АЭС. Так, власти Лос-Анджелеса рассматривали проект строительства АЭС «Малибу» мощностью 490 МВт около 10 лет, и это не единственный случай. Строительство АЭС сдерживается и инфляцией, в условиях ее удельные капиталовложения возрастают. В 1976 г. удельные капиталовложения прогнозировались в размере 134 долл./кВт. Фактически они оказались выше. В начале 80-х годов эта величина составит 700 долл./кВт.

По прежним прогнозам, к 1980 г. в США должно быть в работе 140 АЭС, они должны вырабатывать 20—30% общего количества электроэнергии в стране. Предполагалось, что мощность их составит 120—150 тыс. МВт, а в 1980 г. 300 тыс. МВт. По новому прогнозу мощности определяются следующим образом: в 1980 г. — не более 100 тыс. МВт, в 1985 г. — 250 тыс. МВт и в 1990 г. — 508 тыс. МВт.

К 1985 г. АЭС будут давать не менее 13% общего потребления электроэнергии в стране. В период 1969—1972 гг. удельные капиталовложения при сооружении АЭС предполагались в размере 370—475 долл. за 1 кВт мощности, но в связи с инфляцией к концу строительства АЭС они увеличились. После 1973 г. ориентация на строительство АЭС стала наиболее ярко выраженной. По новым прогнозам, доля АЭС в общей выработке электроэнергии в США в 1990 г. составит 40% и в 2000 г. — 50%.

Ограниченные возможности отвода площадок под строительство АЭС заставило решать проблему плавающих АЭС. Этой проблемой с 1970 г. занялись фирмы «Вестингауз» и «Теннеко». Вначале 1975 г. было сообщение о строительстве восьми плавающих АЭС. Одна из них из двух блоков по 1150 МВт размещена на расстоянии 5,5 км от берега вблизи Литл-Эгг-Харбор и будет

---

[1] «Mundo eIet», 1976, v. 18, No. 205, p. 13—20, «Mines et mit», 1976, No 123—124, p. 14—19.

сдана в эксплуатацию в 1979 г. В будущем срок сооружения плавающих АЭС предполагается сократить с 50 до 26 месяцев.

Развитие атомной энергетики в США пока идет почти полностью по линии строительства АЭС с реакторами водо-водяного типа, хотя в последнее время было заказано несколько АЭС с более эффективными высокотемпературными реакторами, к. п. д. которых составляет около 40% (к. п. д. АЭС с реакторами типа РОВ 33%).

Президент США Никсон в 1971 г. в послании Конгрессу назвал проблему создания реактора-размножителя на быстрых нейтронах национальной проблемой. В 1974 финансовом году на это было ассигновано 233 млн. долл., а в 1975 г. — 305 млн. долл.

США первые в мире в 1951 г. построили опытный реактор-размножитель на быстрых нейтронах, а в настоящее время в этом деле они отстают от крупных стран мира — СССР, Великобритании и Франции. Строительство промышленной АЭС отложено до 1986 г. До 1979 г. на работы по созданию реакторов-размножителей на быстрых нейтронах США намечают инвестировать примерно 2,8 млрд. долл.

На долю США приходится почти половина всех зарубежных запасов урановых руд с себестоимостью добычи до 39 долл. за 1 кг. По данным Комиссии по атомной энергии запасы урана в США оценивались в 1974 г. в 273 тыс. т (в пересчете на U_3O_8). Они сосредоточены в штатах Нью-Мексико, Вайоминг, Юта, Аризона, Дакота, Вашингтон и Аляска. Наиболее крупные месторождения урана — Шерли-Бэйскин, Амборозиа-Лейк, Черч-Рокс и месторождение Гэс-Хиллс (штат Вайоминг). Исходя из новых прогнозов развития атомной энергетики в США, спрос на урановое сырье возрастет с 18 тыс. т U_3O_8 в 1974 г. до 75 тыс. т в 1985 г.

За счет достоверных запасов урана, оцениваемых в 273 тыс. т U_3O_8, потребность в нем будет удовлетворяться примерно до 1983 г., после чего, если не будут открыты новые месторождения урана, США будут вынуждены импортировать урановое сырье. Комиссия по атомной энергии США в августе 1974 г. объявила об отмене эмбарго на импорт урановой руды.

В настоящее время добыча урановых руд в США производится примерно на 700 месторождениях со средним содержанием U_3O 0,21%. На долю только девяти крупнейших месторождений приходится примерно 40% и на долю 70 месторождений — примерно 85% общих запасов уранового сырья. Урановое сырье перерабатывается на 16 обогатительных заводах мощностью от 450 до 700 т руды в сутки.

На долю шести крупнейших компаний (из 20) приходится около 80% общей мощности этих заводов. Наиболее крупная из них компания «Керр Макджи». Три завода из 16 принадлежат правительству США: в Ок-Ридже (Теннесси) годовой мощностью 4,7 тыс. т, в Портсмуте (Огайо) — мощностью 5,2 тыс. т и в Падьюке (Кентукки) — мощностью 7,3 тыс. т, два завода находятся в Англии и один во Франции. Расположение трех заводов за пределами своей страны обеспечивает США монополию на урановом рынке капиталистического мира. Производство в 1973 г. U_3O_8 составило 17 тыс. т, в 1975 г. — 18 тыс. т и в 1978 г. — 30,8 тыс. т. Капиталовложения в урановую промышленность США в период 1974—1990 гг. составят 8,2 млрд. долл.

Добыча уранового сырья по штатам распределяется примерно так (в %): Нью-Мексико — 46, Вайоминг — 23, Колорадо — 10, остальные штаты — 21.

Следует отметить, что нефтяные монополии США в последние годы заметно расширяют свою экспансию в ядерную энергетику. Многие из них принимают участие в разведке, добыче и обогащении ядерного топлива. К началу 70-х годов 17 нефтяных компаний выполняли 55% разведочных работ на уран и контролировали 48% разведанных запасов его в США (в том числе «Экссон», «Галф», «Геттиойл» и др.).

В настоящее время в США в электроэнергию преобразуется примерно 25% всех используемых в стране первичных источников энергии. По существующим прогнозам к 2000 г. этот показатель возрастет до 50%. Производство и добыча общих энергоресурсов в США отстает от темпов производства электроэнергии. Так, в 1951—1970 гг. в США производство электроэнергии увеличивалось ежегодно в среднем на 7,5%, а добыча энергоресурсов лишь на 2,8% (в том числе газа на 6,1%, нефти на 2,9% и угля на 0,4%). Производство электроэнергии США за последние два с половиной десятилетия представляется в следующих размерах (в млрд. кВт.ч):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
388,7	629,0	844,2	1157	1642	2010

Общая установленная мощность всех электростанций США к 1 января 1976 г. превысила 504 ГВт, а потребление электроэнергии в стране в 1975 г. — 1734 млрд. кВт. ч. Примерно 79% общей мощности электростанций страны приходится на долю частных компаний, на долю компаний штатов и муниципальных компаний — 9,8, на долю федеральных — 9,6 и кооперативных — 1,6%.

По данным Министерства внутренних дел США потребление электроэнергии в ближайшие годы составит (в млрд. кВт·ч): в 1980 г. — 3145, в 1985 г. — 4200 и в 2000 г. — 9035. Прежние прогнозы предусматривали среднегодовой темп роста производства электроэнергии на уровне 6,7%, но по последним прогнозам эта величина составляет лишь 3—3,5% в год. Примерно 20% потребляемой электроэнергии в США приходится на отопление жилищ, 40% на промышленность, 20% на транспорт, 10% на частный сектор и 10% на коммунально-бытовой и торговый секторы. Доля электричества в общем потреблении энергетических ресурсов в настоящее время составляет 37%, а в 1985 г. она увеличится до 55%.

Энергетический баланс электростанций США в 1973 г. имел следующую структуру (в % к общей выработке электроэнергии): уголь — 52, жидкое топливо — 17,8, природный газ — 26,8, гидроэнергия и атомная энергия — 3,4.

До 1973 г. прирост выработки электроэнергии в США составлял 7%, а прирост потребления всех видов энергии — лишь 4%. Основную часть электроэнергии дают тепловые электростанции. В 1973 г. на их долю приходилось около 300 тыс. МВт общей установленной мощности всех электростанций США. До 1960 г. ТЭС преимущественно работали на угле. С 60-х годов ТЭС в США начали переводить с угля на жидкое топливо.

В 1975 г. ТЭС США выработали 1492 млрд. кВт. ч электроэнергии, из них ТЭС, работающие на угле — 895 млрд. кВт. ч, а в 1970 г. эти величины соответственно составляли 1262 и 694 млрд. кВт. ч. В 1975 г. Конгресс США

принял закон о сохранении нефти и природного газа и замене их углем. Закон предусматривает, чтобы к 1 января 1985 г. все ТЭС страны использовали только уголь. Но он пока не дал ощутимого эффекта: многие ТЭС не могут перейти с жидкого топлива на твердое (некоторые из них в свое время потеряли участки для хранения угля и далеко не все способны пользоваться обогащенным углем, как этого требуют правила об охране окружающей среды).

Следует отметить, что сейчас удельные издержки производства электроэнергии на угольных ТЭС США по сравнению с мазутными в среднем в 1,5 раза ниже, и тем не менее процесс перехода с жидкого топлива на твердое идет медленно. Достаточно сказать, что к началу 1975 г. лишь 194 из 390 действующих угольных ТЭС в стране отвечали требованиям защиты окружающей среды. В 1974 г. ТЭС США израсходовали 349 млн. т угля. Предполагается, что эта величина в 1985 г. достигнет 642 млн. т, или 60% общего потребления его в стране. В последнее время угольные компании настойчиво требуют повышения цен на уголь.

На пути к осуществлению поставленной правительством США задачи добиться к 1985 г. полного обеспечения страны энергетическими национальными ресурсами встают непреодолимые препятствия. В последние годы капиталовложения в электроэнергетику США увеличиваются. В 1965 г. они составили 1964 млн. долл., а в 1976 г. — 17,1 млрд. долл. В 1976 г. доля капиталовложений в производство электроэнергии составила 66% общих затрат на энергетику.

ОБЩЕЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

До 1950 г. общее национальное производство энергии в США превышало уровень ее потребления, но в 1955 г. в стране уже отмечается дефицит в размере 22 млн. т у. т. С 1958 г. импорт топлива стал заметно увеличиваться. За 1958—1973 гг. он составлял 7—10% в год. За 1971—1975 гг. общее производство энергии в США возросло на 4,5%, а потребление за тот же период увеличилось на 13%. В 1974 г. производство первичной энергии в США было на 468 млн. т у. т. меньше потребления. В 1975 г. примерно 20% всей потребности США было удовлетворено за счет импорта (главным образом нефти и нефтепродуктов). По уровню потребления энергетических ресурсов на душу населения США занимают первое место в мире. В настоящее время оно составляет 12,2 т. у. т. в год.

Об абсолютных размерах общего потребления всех видов энергии в США дают представление следующие данные (в млрд. т у. т.):

1947 г.	1960 г.	1970 г.	1971 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
1,2	1,5	2,4	2,5	2,53	2,6	2,3

По данным последних прогнозов, общее потребление первичной энергии в США составит (в млн. т у. т.):

1980 г.	1985 г.	1990 г.	2000 г.
3360	4120	5161	7292

Среднегодовой прирост потребления энергии в США в период 1966—1970 гг. составлял 4,8%, а в 1971—1975 гг. — 1,4%, а в последние 4—5 лет не более 1,4—1,5%. Следует отметить, что вышеприведенные прогнозы о потреблении

энергии до 2000 г., по нашему мнению, преувеличены. В настоящее время за счет национальных ресурсов США покрывают свои потребности в энергии на 80%.

Ниже приводится прогноз структуры общего энергетического баланса США до 2000 г. (в %):

	1960 г.	1975 г.	1980 г.	2000 г.
Нефть	39,1	43,8	43,9	37,2
Жидкие углеводороды	3,2	—	4,3	5,0
Уголь	24,5	18,4	37,2	40,5
Газ	29,2	31,4	38,1	17,0
Гидроэнергия	3,6	4,4	4,2	3,1
Атомная энергия	—	2,0	7,0	25,7

В 2000 г. основную роль в энергетическом балансе США будет играть уголь, второе место займет нефть и третье — газ. Данные Министерства внутренних дел США значительно расходятся с вышеприведенными. Структура энергетического баланса страны, по данным этого министерства, будет следующей (в %) [1]:

	1980 г.	1985 г.	2000 г.
Сланцы	—	0,8	3,5
Уголь	19,7	20,5	21,3
Жидкое топливо	47,1	44,1	31,3
Газ	23,6	19,4	12,0
Атомная энергия	5,2	11,4	28,2
Гидроэнергия и геотермальная энергия	4,4	3,8	3,7

Декан Нью-Йоркского университета профессор физики Люстинг утверждает, что за оставшееся до 2000 г. время в США потребление энергии будет больше, чем за всю их историю [2].

За последние 10 лет численность населения США увеличилась примерно на 11%, численность семей — на 17%, а потребление энергии на коммунально-бытовые нужды почти на 50%. Ученые США считают, что электроотопление в высотных зданиях неэкономично и неоправданно.

На долю легкового автотранспорта (в США 110 млн. автомобилей) приходится около 85% всех междугородных перевозок, а на долю наиболее дешевых транспортных средств — железных дорог и автобусов — всего лишь 3%. Хотя железнодорожный транспорт в четыре раза дешевле грузовых автомашин и в 63 раза (!) дешевле воздушного транспорта, перевозки пассажиров и различных грузов по железной дороге сокращаются.

Верхом расточительства ценных энергетических ресурсов в США является гипертрофированная автомобилизация. В США на автотранспорт приходится примерно 50% общего потребления нефти в стране, на долю промышленности всего лишь 12%.

В настоящее время в США 95% всех городских пассажирских перевозок осуществляется индивидуальными машинами. Более того, до 1973 г. каждая новая модель машины была тяжелее предшествующей. Только за период 1970—1973 гг. масса сопоставимых марок легковых автомашин увеличилась примерно на 135 кг, хотя общеизвестно, что между расходом горючего и массой машины существует прямая зависимость. В настоящее время за излишнюю массу автомобиля будет взиматься дополнительный налог.

[1] «United States energy throngh the year 2000 (revisead). Burean of Mines Depatment of the interior», 1975, p. 66.

[2] «Курьер», 1974, январь, с. 4—13.

В практике американского образа жизни примеров безудержного расточительства энергетических ресурсов много. Техническая мысль, состоящая на службе у крупнейших монополий, в последние годы была направлена на разработку оптимистических прогнозов развития энергетики. Недостатка в них не было. Прогнозы, предшествующие энергетическому кризису, утверждали, что общее потребление энергии в США в 1980 г. составит 3,3—3,6 млрд. т у. т. и в 1985 г. — 3,9—4,4 млрд. т у. т. Количество прогнозов увеличивалось с каждым годом. Не успевали осмыслить один прогноз, как появлялся второй, третий и т. д. Так, за период 1968—1972 гг. в США было разработано шесть прогнозов по энергетике. В 1972 г. Федеральная комиссия опубликовала прогноз до 1990 г. в четырех томах. Все они отличались один от другого степенью оптимизма и ориентировали США на импорт энергетических ресурсов. Видимо, энергетический кризис превратится в устойчивое и долговременное явление.

Возрастающие размеры импорта нефти и газа не вызывали тревоги в США, где привыкли пользоваться дешевыми нефтяными ресурсами своих «заповедников». Первые симптомы энергетического кризиса в США появились еще в 1968 г. В последующие годы топливный кризис нарастал и созревал. В 1971 г. Федеральная энергетическая комиссия объяснила дефицит топлива снижением добычи угля и нехваткой вагонов для его перевозок. Затем стал ощущаться недостаток в природном газе и в жидком топливе для электростанций, особенно на восточном побережье страны. Кризис разразился осенью 1973 г., он сильно поразил Японию и затронул США — самую богатую страну в капиталистическом мире по запасам всех основных первичных источников энергии.

В 1975 г. США только на импорт нефти израсходовали 25,2 млрд. долл. Предполагается, что эта сумма к 1985 г. возрастет до 50—54 млрд. долл. Некоторые экономисты США обращают внимание правительства на то, что импорт энергетических ресурсов не может дальше увеличиваться.

Энергетический кризис в капиталистическом мире переплелся с финансовым, общим экономическим и политическим кризисом капиталистического мира. Последствия этого кризиса быстро распространились и на социально-политические отношения внутри страны и на международные отношения. Таким образом, последствия энергетического кризиса носят комплексный характер. США пытаются сохранить свою лидирующую роль. В 1974 г. они создали (в противовес странам — членам ОПЕК) организацию импортеров нефти, в которую вошли 13 стран (США, Япония, Канада, Норвегия и девять стран ЕЭС).

Профессор К. Уилсон из Массачусетского технологического института считает, что наиболее целесообразный выход из энергетического кризиса состоит в том, чтобы сократить потребление энергии в период 1974—1985 гг. с 4,5 до 3% в год, что позволит сохранить импорт энергии на уровне 10% от общего ее потребления и увеличить долю угля в энергобалансе страны с 19 до 50%. Кроме того, необходимо повысить цены на первичные энергоисточники до 42 долл. за 1 т у. т. К. Уилсон предлагает импортировать нефть в количестве не более 250 млн. т в год. К 1985 г. он предлагает добиться изменения структуры энергетического баланса США в следующем соотношении (в %):

Нефть	20
Уголь	50
Газ	10
Гидроэнергия и атомная энергия	10

Долю угля в энергетическом балансе страны Уилсон рекомендует к 2000 г. довести до 75%.

Коммунистическая партия США указала эффективный путь ликвидации энергетического кризиса — национализацию всех энергетических предприятий страны, установление над топливно-энергетическими отраслями строго демократического контроля и сокращение потребления топлива для военных целей.

В январе 1975 г. президент США Дж. Форд выступил на объединенном заседании палат Конгресса, в котором изложил разработанную его советниками и одобренную им программу «Независимость» по преодолению энергетического кризиса. Эту программу разработали в начале 1974 г. более 500 ведущих специалистов США в области энергетики. Авторы программы предусматривают снижение темпов экономического развития страны до 3,2% в год.

Программа «Независимость» по своему значению и масштабам в США сравнивается с программой «Апполон», завершившейся высадкой космонавтов на Луну. В системе Министерства внутренних дел предполагается создать Управление по энергетике, которое должно осуществлять контроль над выполнением программы «Независимость». Полная стоимость осуществления этой программы оценивается примерно в 24 млрд. долл. После принятия программы «Независимость» экономисты и финансисты США провели более глубокий подсчет и установили, что для ее выполнения только в нефтяной промышленности до 1985 г. потребуется не менее 1,2 трлн. долл. капиталовложений (в ценах 1974 г.) а с учетом инфляции эта сумма может возрасти до 3,1 трлн. долл.

Программа «Независимость» рассчитана на 10 лет. Цель ее — осуществить ряд мероприятий, чтобы к 1985 г. США полностью покрывали свои потребности за счет национальных энергетических ресурсов. Эта программа предусматривает:

а) сократить общий прирост потребления энергии в стране с 4,3% до 3%;

б) сократить импорт нефти в 1975 г. на 50 млн. т, в 1977 г. на 100 млн. т и к 1985 г. полностью прекратить импорт нефти;

в) увеличить цены на нефть в 4 раза;

г) шире использовать уголь, к 1985 г. построить в стране 250 новых шахт и 150 ТЭС, работающих на угле;

д) развивать атомную энергетику, к 1985 г. построить 200 АЭС;

е) совершенствовать методы добычи нефти;

ж) наладить в широких масштабах производство искусственного жидкого топлива из угля, построив для этого к 1985 г. 30 специализированных заводов;

з) увеличить количество первичных энергоносителей, превращаемых в электрическую энергию, и т. д.

Нефтяные монополии уже заявили о своем несогласии с рядом пунктов программы «Независимость», затрагивающих их интересы.

Только в течение 1975 г. было рассмотрено 700 различных законопроектов в области энергетики. Многие широко развернули критику основных положений программы «Независимость», считая ее невыполнимой. Видимо, эта критика не лишена оснований. Достаточно сказать, что после принятия программы США уже отказались от сооружения ряда АЭС. Кроме того, перенесена на более поздние сроки сдачи в эксплуатацию строящихся АЭС.

Официальное мнение относительно этой программы было высказано Академией инженерных наук США. Она исходила из того, что при потреблении всех видов энергии в США в 1973 г. 7,4 млн. т у. т. в сутки к 1985 г. оно будет

на уровне 11,6 млн. т у. т. в сутки, а национальные ресурсы в 1985 г. могут быть на уровне лишь 4 млн. т. у. т. в сутки. Чтобы покрыть столь большой дефицит в энергетических ресурсах, Академия инженерных наук разработала ряд предложений и оценила те предложения, которые уже предусмотрены программой «Независимость». Предложения Академии учитывают только те процессы, которые могут быть осуществлены до 1985 г. Она считает, что широкое использование угля предполагает доведение его добычи в 1985 г. до 1140 млн. т в год. Ресурсы угля позволяют обеспечить такой уровень добычи, но для этого потребуются капиталовложения в размере не менее 21 млрд. долл. (в ценах 1974 г.).

Размеры добычи нефти и газа в США программой «Независимость» предусматриваются в зависимости от цен на них. Так, добыча нефти в 1985 г. прогнозируется на уровне 590 млн. т в год, а в случае повышения цен — в размере 745 млн. т.

Высокий уровень добычи угля потребует больших капиталовложений на расширение железнодорожного хозяйства, связанного с перевозкой угля, и на строительство углепроводов.

Академия также считает возможным довести к 1985 г. производство газа из угля до 130 млн. т у. т., но для этого потребуется построить 20 газовых заводов, 8 установок по производству метана и 10 заводов по гидрогенизации угля. Осуществление этих мероприятий потребует еще капиталовложений от 16 до 22 млрд. долл.

Общий вывод Академии инженерных наук США из анализа программы «Независимость» таков: решение энергетической проблемы в США дело дорогостоящее. Чтобы осуществить эту программу в период 1971—1985 гг. потребуется вложить 500 млрд. долл. А по данным специалистов Бруклинского института программа самообеспечения энергией США может быть выполнена в течение 20 лет, и на это потребуется 985 млрд. долл.

Академия инженерных наук предлагает три основных пути экономии энергии («этика экономии»):

1) снижение потерь топлива и энергии, включая добровольную экономию (последняя, по замыслу авторов, должна способствовать росту стоимости энергии);

2) переход с нефти и газа на широкое использование национальных ресурсов угля. Авторы исследования утверждают, что таким путем можно сэкономить в промышленности 10% энергии без ограничения производства;

3) рациональное использование энергии для отопления и охлаждения путем сокращения потерь тепла. За счет этого мероприятия можно получить экономию 0,3 млн. т у. т. в сутки.

При этом авторы указывают, что наиболее возможна экономия в транспортном секторе путем:

а) ограничения скорости автомобилей до 88 км/ч и сокращения числа поездок (0,2 млн. т у. т. в сутки);

б) повышения загрузки самолетов гражданской авиации (0,06 млн. т у. т. в сутки);

в) широкого использования малолитражных машин, в которых расход горючего почти прямо пропорционален массе легковых машин. Автомобиль массой 900 кг расходует на 1900 л бензина в год меньше, чем автомобиль массой 2,3 т.

К 2000 г. общая экономия энергоресурсов в США прогнозируется на уровне 800 млн. т нефтяного эквивалента в год.

Столь оптимистический прогноз в экономии энергетических ресурсов вызывает сомнение. Это сомнение подтверждается отношением в стране к проекту «Независимость», особенно со стороны монополий.

Радужные прогнозы о смягчении энергетического кризиса в стране не оправдываются, несмотря на значительное увеличение общих затрат страны в энергетику. Размер этих затрат показан ниже (в млрд. долл.):

1965 г.	1970 г.	1975 г.	1976 г.
5,4	12,7	20,2	25,8

Среди влиятельных лиц США до сих пор продолжается острая дискуссия о путях преодоления энергетического кризиса. Так, сенатор Билл утверждает, что США еще обладают большими энергетическими ресурсами, но обременительные юридические и законодательные барьеры и нежелание частных компаний проводить поисковые работы препятствуют их использованию. Член палаты представителей Мак-Клори видит единственный путь выхода из энергетического кризиса в ликвидации ограничения цен на нефть и газ. Уходя со своего поста, бывший президент США Дж. Форд заявил, что США не удалось добиться прогресса в достижении самообеспеченности в области энергетики. Дж. Картер дал следующую оценку законопроекту по энергетике, принятому в декабре 1976 г.: «Новый законопроект не ликвидирует нехватку энергетических ресурсов». Даже снятие ограничения цен на нефть и газ до июля 1977 г., по мнению президента, не смягчает энергетического кризиса и ведет к дальнейшему росту цен на топливо. В 1977 г. в США создано Министерство энергетики вместо 50 организаций, занимавшихся в различных штатах энергетическими ресурсами.

В апреле 1977 г. правительство Дж. Картера выдвинуло свою энергетическую программу. В ней предусмотрено снизить к 1985 г. общий темп роста потребления энергии до 2% и менее, сократить расходы бензина на 10%, стабилизировать импорт нефти на уровне не более 300 млн. т в год, развить угольную промышленность и ядерную энергетику, увеличить объем работ по освоению новых источников энергии.

Ни в одной стране капиталистического мира нет такого обилия прогнозов о дальнейших путях развития энергетического хозяйства страны, как в США. Это свидетельствует об отсутствии у правящих кругов США четкой направленности в деле дальнейшего развития энергетического хозяйства страны. Даже после принятия Конгрессом программы «Независимость» в 1976 г. был дан новый прогноз по национальной энергетике с оговоркой, что он учитывает изменения, которые произошли в 1975 г. По этому прогнозу, к 1985 г. добыча энергоресурсов в США может увеличиться на 40%: добыча угля составит более 1 млрд. т, нефти — 700 млн. т и природного газа — 630 млрд. м³. Общее потребление энергии должно снизиться с 3,6 до 2,8% в год, а потребление электроэнергии с 7 до 5,4% в год. Общие капиталовложения в электроэнергетическое хозяйство оцениваются в 1975—1985 гг. примерно в 580 млрд. долл. (в ценах 1975 г.). Необходимый размер общих капиталовложений в энергетическое хозяйство страны в период 1975—1990 гг. составит не менее 790 млрд. долл. (в ценах 1975 г.).

Видимо, энергетический кризис в США будет продолжительным. Президент США Дж. Картер в феврале 1977 г. заявил, что он против национализации нефтяной и газовой промышленности. В то же время Дж. Картер признал, что у США нет всеобъемлющей долгосрочной энергетической политики. Он предложил снизить энергоемкость промышленности к 1985 г. на 17%, что даст экономию 200 млн. т У. т. в год.

КАНАДА

Канада располагает значительными запасами угля, нефти, природного газа, битуминозных песков и урановой руды. Общие разведанные запасы органических топлив в Канаде, по данным Мировой энергетической конференции, оцениваются в 120 млрд. т у. т., из них 92% приходится на долю сланцевого масла, содержащегося в битуминозных породах, около 4% — на долю твердых топлив, 1,3% — на нефть в свободном состоянии и 2,7% — на природный газ.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Общие разведанные запасы угля разными специалистами оцениваются по-разному. Наиболее распространенная оценка — 32—54 млрд. т, из них примерно 3% составляет каменный уголь, остальные угли бурые и лигниты. Основные запасы угля сосредоточены в западной части страны — в провинциях Альберта, Саскачеван и Британская Колумбия (в Скалистых горах и на островах Королевы Шарлотты и Ванкувер). В Новой Шотландии сосредоточены главным образом месторождения каменного угля.

Наиболее крупный угольный бассейн — Камберленд. Он расположен в северо-восточной части страны. Наиболее крупные угольные месторождения этого бассейна — Спрингхилл и Джоггинс-Шигнекто. В пределах Новой Шотландии самыми крупными бассейнами являются бассейны Пикту и Сидни. Они расположены в северо-восточной части о. Кейп-Бретон. На территории названного острова имеется ряд более мелких угольных месторождений, некоторые из них теперь уже не разрабатываются.

Бассейн Сидни дает примерно 40% общей добычи угля Канады. Угольные бассейны провинций Альберта и Британской Колумбии дают более половины общей добычи угля в стране. В провинции Саскачеван месторождения бурого угля расположены в южной части Великих Равнин. Теплота сгорания этих углей 3900—4500 ккал/кг, содержание золы от 5 до 10%.

В пределах Арктического архипелага месторождения суббитуминозных углей, переходящих в бурые угли, известны почти на всех островах. Теплота их сгорания 5500—6400 ккал/кг, содержание серы 1,3% и влаги до 23%.

Несмотря на значительные запасы добыча угля в Канаде развивается слабо. В последние годы она характеризуется следующим образом (в млн. т):

1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
18	18,8	20,4	26,8	30,7

Из общего количества добываемого угля в стране примерно 83—84% составляет каменный уголь. Наибольшую добычу его обеспечивают две провин-

ции — Британская Колумбия и Альберта. В 1975 г. в этих провинциях было добыто 24 млн. т угля. Часть угля, добываемая в западных районах Канады, экспортируется главным образом в Японию, меньше в Бельгию и Чили.

Размеры экспорта угля в последние годы стабилизировались на уровне 11—12 млн. т в год. После 1973 г. Япония проявляет особенный интерес к месторождению Смоки-Ривер, где разведанные запасы угля (главным образом коксующегося) оцениваются в 3 млрд. т.

В восточные районы страны (провинции Онтарио и Квебек) импортируется уголь из США (в 1975 г. 16 млн. т). Потребление угля в стране до 1973 г. было на уровне 25 млн. т в год. В последние годы оно заметно увеличивается (примерно до 29 млн. т в год). Основные потребители угля в стране — тепловые электростанции (более 15 млн. т в год) и заводы (более 7 млн. т в год).

После 1973 г. Канада пытается увеличить добычу угля. В настоящее время ведутся активные поиски угольных месторождений в Британской Колумбии, Альберта и Новой Шотландии.

Нефть

Разведанные запасы нефти в Канаде (без учета Арктического района) в 1975 г. оценивались в 965 млн. т. Промышленная добыча нефти в Канаде началась в 1862 г. Американские нефтяные монополии заинтересовались канадской нефтью только после второй мировой войны. Но уже к началу 70-х годов нефтяные монополии США заняли господствующее положение в нефтяной промышленности Канады. Так, в 1970 г. доля отдельных стран в общей добыче нефти в Канаде составляла (в %): США — 79, Нидерланды — 6, Англия — 2 и Бельгия — 1. На долю же самой Канады приходилось 10% общей добычи нефти в стране. После второй мировой войны в связи с перестройкой энергетического баланса в сторону увеличения доли жидкого и газообразного топлива добыча нефти в Канаде значительно увеличилась. В настоящее время нефть в Канаде добывается в шести провинциях: в Альберте, Саскачеване, Британской Колумбии, на Северо-Западных территориях, в Манитобе и Онтарио. На долю провинции Альберта приходится примерно около 80% общеканадской добычи нефти и газа, в основном она контролируется компаниями США.

Более 90% общей добычи нефти в стране дают провинции Альберта и Саскачеван. Наименьшее количество нефти добывается в провинции Онтарио (0,4—0,5%) и на Северо-Западных территориях (0,2%). До недавнего времени геологи относили Новую Шотландию в Канаде к неперспективным районам, а сейчас считают, что она может стать солидным нефтедобывающим районом страны.

Недавно на шельфе Новой Шотландии было открыто новое нефтяное месторождение около о. Сейбл. Нефть здесь легкая, с низким содержанием серы. В 48 км к юго-западу от о. Сейбл открыто газоконденсатное месторождение. В районе Галифакса осуществляется переработка газа, а в районе Мелефорт-Пойнт строится нефтеперерабатывающий завод. Таким образом, Новая Шотландия становится перспективным нефтяным районом Канады.

В 1960 г. были начаты и поисково-разведочные работы в зоне канадского континентального шельфа. К 1975 г. на эти работы уже было затрачено 270 млн. долл. Весь объем морского бурения приходится на акватории близ восточного

побережья Канады (позже было начато поисково-разведочное бурение и в Гудзоновом заливе).

На Арктический район страны до последних лет не обращалось серьезного внимания, хотя там еще в 1920 г. в континентальной части было открыто небольшое нефтяное месторождение Норман-Уэлс, на котором ежегодно добывается 0,05 млн. т нефти. С открытием крупного нефтяного месторождения на Аляске (Прадхо-Бэй, США) в Канаде усилились поиски нефти на крайнем Севере, на Юконе, на Арктических островах, в Гудзоновом заливе, на побережье островов Ванкувер и Королевы Шарлотты. Геофизические работы ведутся и в районе Лабрадора и Ньюфаундленда, включая часть залива св. Лаврентия — в районах с суровыми климатическими условиями. До последних лет Канада вела активные поисково-разведочные работы в районе Арктического архипелага. В последние 2—3 года объем этих работ сократился ввиду высокого уровня затрат. Число буровых установок сократилось с 20 в 1973 г. до 13 в 1976 г. Сократилось и число новых открытий. В нефтедобывающих районах прирост запасов был меньше добычи нефти. В последние 10 лет в канадской Арктике было открыто 24 нефтяных и газовых месторождения, из них 15 в дельте р. Маккензи и 9 на арктических островах. Некоторые из них пока не имеют промышленного значения. Затраты по освоению месторождений Арктики примерно в 10 раз выше, чем в традиционных нефтедобывающих районах.

Теперь стало очевидным, что перспектива добычи нефти в Канаде в большой мере зависит от освоения нефтегазовых ресурсов арктических районов. В связи с этим дефицит в снабжении нефтью и газом может наступить раньше, чем он прогнозировался.

В настоящее время открыто несколько месторождений нефти и газа в районе моря Бофорта.

Запасы нефти в канадском секторе Арктики по последним данным оцениваются более 7 млрд. т (в том числе 1,9 млрд. т в шельфе моря Бофорта и Арктического архипелага). Полагают, что здесь сосредоточено 81% запасов нефти и 86% природного газа общих потенциальных запасов канадской Арктики. Расходы на освоение нефтяных месторождений района арктической зоны Канады велики и они имеют тенденцию к увеличению. Основные работы по освоению нефтяных и газовых ресурсов канадской Арктики производит компания «Панарктик». Правительству Канады принадлежит 45% акций этой компании, остальные распределяются между 20 компаниями (в том числе и компаниями США). Расходы финансируются на 86% капиталом Канады и лишь на 14% США. Под влиянием энергетического кризиса в Канаде начал увеличиваться объем бурения. Так, в 1973 г. пробурено 3884 скважины (на 40% больше, чем в 1972 г.), общая проходка составила 4,15 млн. м (на 27% больше, чем в 1972 г.) В указанном году в работе было 317 буровых установок. Из общего количества пробуренных скважин в 1973 г. 1948 приходилось на разведочное бурение общим объемом 1,8 млн. м. Наибольшее количество разведочных скважин в 1973 г. было пробурено в провинции Альберта (1505), в Саскачеване (265) и Британской Колумбии (89).

В настоящее время в Канаде эксплуатируется более 21 тыс. нефтяных скважин, из них около 30% фонтанным способом, остальные глубинными насосами. Среднесуточный дебит скважины 6—7 т, средняя глубина их около 1400 м.

Добыча нефти в Канаде (включая газовый конденсат) развивается следующим образом (в млн. т):

1946 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.
0,9	3,9	17	26	39	70

1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
75	87	85	80,5	80

На западные районы страны приходится около 70% общей добычи нефти. Более одной трети общей добычи дают четыре крупных компании — дочерние предприятия крупнейших международных монополий. Они и являются фактическими хозяевами нефтяной и газовой промышленности Канады. Около 70% акций ведущей нефтяной фирмы страны «Имприэл ойл», которая имеет более 3000 нефтяных и более 200 газовых скважин, девять нефтеперерабатывающих и одиннадцать нефтехимических заводов и других вспомогательных предприятий, принадлежит одной из крупнейших монополий США — «Экссон». Большая часть нефтеносных территорий страны принадлежит английским и американским монополиям. В последние годы в нефтяную промышленность Канады проникли компании ФРГ, Японии и других стран.

Участники Международного нефтяного картеля, в котором капитал США играет ведущую роль, заинтересованы в продаже Канаде нефти, добываемой ими в странах Ближнего и Среднего Востока. Размеры импорта нефти показаны ниже (в млн. т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1975 г.
11	12	18	20	29	39	42

Импортной нефтью в основном обеспечивается восточная часть Канады (приморские провинции) и Квебек. Нефтеперерабатывающие заводы, расположенные в Монреале, Галифаксе и Сент-Джонсе (они принадлежат Международному нефтяному картелю), полностью работают на импортной нефти.

Отечественная нефть из западных районов Канады транспортируется лишь до Торонто, а в Монреаль нефть доставляется из США по нефтепроводу.

Экспорт нефти из Канады в США показан ниже (в млн. т):

1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1974 г.
1,9	5,7	15	32	38	47	46

С 1 марта 1973 г. правительство Канады установило контроль над экспортом нефти. Позже Национальный Совет по энергетике принял решение с января 1976 г. сократить экспорт нефти в США. Эта мера затрагивает интересы США, учитывая, что 25% канадского нефтяного экспорта приходилось на их долю. Экспорт нефти из Канады теперь разрешается только в размерах ее избытка. Кроме того, установлен налог на экспорт нефти в размере 16,35 долл. за 1 т и введено ограничение экспорта мазута, пропана и бутана. В конце 1975 г. Канада сообщила, что с 1981 г. она прекращает экспорт нефти в США, т. е.

на 2 года раньше намеченного срока. В 1975 г. в Канаде принят закон об образовании национальной государственной нефтяной компании «Петро-Кэнэда» с капиталом 1,5 млрд. долл., одна треть этой суммы будет внесена правительством, две трети — за счет займов, гарантированных правительством. Новой компании будут переданы поисково-разведочные работы и работы по освоению нефтяных месторождений, а также доля правительства в компании «Панарктик ойл», а позже и нефтеперерабатывающие заводы и сбыт нефтепродуктов.

Нефтепереработка. Широкое развитие нефтепереработки в Канаде началось после второй мировой войны. Накануне второй мировой войны в Канаде имелось 16 нефтеперерабатывающих заводов, в 1946 г. число их увеличилось до 33, а к началу 1975 г. — до 42, их годовая мощность составила 93,9 млн. т нефти в год (из них 98% находится под контролем иностранного капитала). Соответственно возрастало и производство нефтепродуктов, составив в 1970 г. 60 млн. т и в 1974 г. 72,5 млн. т.

Характерной особенностью всех новых нефтеперерабатывающих заводов Канады является тенденция к максимальной выработке бензина и средних дистиллятов и к минимальному производству котельного топлива.

Выход светлых нефтепродуктов (включая нефтезаводские газы и легкое сырье для нефтехимии) превышает 74%, котельного топлива 16,6%, асфальта, кокса, масел и парафина 7,3%, всего товарной продукции на перерабатываемую нефть приходится 98,2%. Нефтепродукты высокого качества. Среднеоктановое число канадских автомобильных бензинов 93—94, премиального 95—99, супербензина 100—102.

Нефтепродукты получаются из сернистых нефтей (за исключением котельного топлива), подвергаемых глубокому обессериванию. Содержание серы в бензине не более сотых долей процента, в дизельном топливе — не более 0,1%.

Заводы, строящиеся в последние годы, оснащаются в основном установками каталитического крекинга и для коксования тяжелых остатков. Широкое применение получил процесс каталитического риформинга. Высока доля вторичных процессов. В послевоенные годы наряду со строительством новых заводов идет реконструкция старых обычно со значительным увеличением их мощности.

В 1975 г. в Канаде было два крупных завода, один мощностью 3,75 млн. т в год (Новая Шотландия, Дармут) и второй мощностью 7 млн. т в год (Эдмонтон). Последний должен заменить мелкие нерентабельные заводы в Калгари, Реджайне и Виннипеге.

Более 52% общей мощности нефтеперерабатывающих заводов Канады размещается к востоку от долины реки Оттава. Эти заводы перерабатывают импортную нефть (из Венесуэлы, Нигерии и Ближнего Востока), а заводы западных районов страны — канадскую нефть.

Большая часть нефтеперерабатывающих заводов расположена в двух провинциях — Онтарио и Квебек (примерно 60% общей мощности заводов), в Британской Колумбии — четыре завода, или 10% общей мощности; в провинции Альберта — пять заводов; заводы в Саскачеване, Манитобе и в других провинциях составляют малую часть общей мощности нефтепереработки.

Строительство же новых заводов проектируется в основном в атлантических провинциях, где имеются глубоководные порты, способные принимать крупные танкеры с импортной нефтью.

В потреблении нефтепродуктов основное место занимают бензин, дизельное топливо и мазут. Сбытовые нефтяные компании Канады, продающие бензин, обязывают станции обслуживания одновременно покупать у них другие товары — автопокрышки, аккумуляторы, запасные авточасти, антифризы и т. п. В Канаде имеется густая сеть заправочных станций, которые монополизированы: из нескольких десятков тысяч заправочных станций более 65% находится под контролем четырех крупных компаний.

Транспорт нефти. Крупные центры потребления нефтепродуктов Канады удалены от районов добычи нефти на большие расстояния. Кроме того, Канада является крупным импортером нефти, поэтому на стоимости нефтепродуктов очень отражаются транспортные расходы.

Нефтяные грузы транспортируются в Канаде по трубопроводам и морским путем. Железнодорожный и внутренний водный транспорт в перевозках нефтяных грузов играет незначительную роль.

К числу наиболее крупных нефтепроводов Канады следует отнести нефтепровод Эдмонтон — Торонто — Буффало (США) протяженностью 3500 км. По этому нефтепроводу перекачивается более 5 млн. т нефти в год в две канадские провинции — Саскачеван и Манитоба и в города США — Сьюпириор, Миннеаполис, Бей-Сити, Толидо и Детройт. В этих пунктах США имеются нефтеперерабатывающие заводы.

Второй крупный нефтепровод Канады, известный под названием «Трансмаунтин», протяженностью 1500 км соединяет города Эдмонтон — Камлупс — Ванкувер (Британская Колумбия) и Берлингтон (США). По этому нефтепроводу подается нефть восьми нефтеперерабатывающим заводам (пяти канадским в Британской Колумбии и трем заводам в США). Пропускная способность его более 12 млн. т в год.

Нефтепровод Монреаль (Канада) — Портленд (США) снабжает сырьем несколько заводов, расположенных в Монреале, которые перерабатывают импортную нефть. Пропускная способность его доведена примерно до 20 млн. т в год.

Магистральный нефтепровод Редуотер — Эдмонтон имеет несколько крупных ответвлений в направлениях Ниписи — Митсью — Редуотер — Рейнбоу. Большинство нефтепроводов Канады имеют диаметр от 102 до 203 мм и от 203 до 508 мм.

В 1967—1968 гг. была проложена сеть нефтепроводов, доставляющих нефть с промыслов провинции Альберта. В 1969 г. сооружен 508-мм нефтепровод протяженностью 748 км, идущий из района нефтепромыслов Зама к пункту Вэлливью. Нефтепровод до Чикаго обеспечивает выход нефти в западные районы Канады. В 1973—1974 гг. в Канаде было сооружено 13 600 км трубопроводов. Наиболее крупные из них находятся между Сарнией и Торонто.

В 1975 г. сдан в эксплуатацию нефтепровод Торонто — Монреаль для перекачки нефти в восточные районы страны, которые пока в основном снабжаются импортной нефтью.

В 1976 г. завершено строительство нефтепровода протяженностью 832 км по трассе от Сарнии (провинция Онтарио) до Монреаля. Этот нефтепровод тоже предназначается для поставки нефти в восточные районы провинции Онтарио и в западную часть провинции Квебек, его пропускная способность 12,5 млн. т нефти в год. Он позволит заводам Монреаля перейти на переработку канадской

нефти (вместо импортируемой из Венесуэлы и стран Ближнего и Среднего Востока).

В последние годы в Канаде широко применяются полиэтиленовые и полихлорвиниловые трубы для трубопроводов диаметром от 19 до 51 мм. Большинство магистральных нефтепроводов Канады принадлежит иностранному капиталу.

Газ

Разведанные запасы природного газа в Канаде оцениваются в 1,6 трлн. м³ (без учета запасов в арктических районах).

В последние годы выявлены значительные запасы газа в арктических районах Канады — в шельфе моря Бофорта, в дельте р. Маккензи и на островах Канадского арктического архипелага (Свердруп, Мелвилл, Кинг-Кристиан, Эллеф-Рингнес и др.).

Предполагают, что в перечисленных выше районах сосредоточено 81% запасов нефти и 86% природного газа общих потенциальных запасов канадской Арктики.

Основным газодобывающим районом Канады является провинция Альберта, ее доля в общей добыче газа в стране составляет примерно 85%. В провинции Альберта находятся самые крупные газовые месторождения страны.

В последние годы особенно активно проводятся поисково-разведочные работы на газ в арктических районах страны, где уже открыт ряд крупных газовых месторождений. Некоторые специалисты Канады высказывают мнение, что потенциальные запасы газа в канадской Арктике можно оценивать в 7—10 трлн. м³. Доказанные запасы природного газа в дельте р. Маккензи моря Ботфорта оцениваются в 708 млрд. м³, а потенциальные — в 2,6 трлн. м³, запасы газа на арктических островах 368 млрд. м³. В море Ботфорта уже открыто крупное нефтегазоконденсатное месторождение.

Для освоения нефтяных и газовых ресурсов канадской Арктики была создана компания «Канадиан Арктик», в нее вошли 27 фирм, из них 16 фирм США. Вначале консорциум предполагал весь газ, добываемый в канадской Арктике, экспортировать в США. Затем Канада пересмотрела это решение. Она потребовала, чтобы 51% акций консорциума принадлежал канадскому капиталу и большая часть газа направлялась в Канаду.

Затем была создана компания «Панарктик», в состав которой вошли 19 фирм при участии правительства Канады. Деятельность этой компании оказалась успешной. Было открыто пять крупных газовых месторождений, в 70-е годы почти ежегодно открывались новые залежи нефти и газа. Наличие крупных запасов газа в канадской Арктике стало бесспорным фактом. Встал вопрос о транспортировке газа из месторождений, открытых в труднодоступных районах на арктических островах, разделенных глубокими проливами, где при современном уровне техники прокладка газопроводов невозможна, а работа морского транспорта сильно затруднена, так как море замерзает. В некоторых местах навигация возможна лишь в течение двух недель в году.

Начались поиски решения сложной транспортной проблемы. Было рассмотрено несколько вариантов. Для транспортировки природного газа из месторождений, открытых в дельте р. Маккензи, на юг Канады предполагалось

сооружение в течение 5 лет (1973—1978 гг.) газопровода протяженностью 4183 км диаметром 1219 мм, пропускной способностью 127 млн. м³ в сутки. Добыча газа здесь должна быть на уровне 46 млрд. м³ в год. Обсуждались и другие пути транспортировки нефти и газа из арктических районов. В сентябре 1969 г. был специально переоборудован танкер «Манхэттен» грузоподъемностью 115 тыс. т. С помощью канадских и американских ледоколов танкер совершил рейс от восточного побережья США до месторождения Прадхо-Бэй (Аляска). В апреле 1970 г. рейс был повторен в более тяжелых ледовых условиях. Эксперимент был признан успешным. Однако фирмы одобрили проект транспортировки нефти и газа из района канадской Арктики по трубопроводу, как наиболее экономичный. Изучалась возможность передавать нефть (около 3,9 млн. т в год) из залива Маккензи на восточном побережье США подводным транспортом, но такой вариант технически будет возможным лишь после 80-х годов.

Фирма «Боинг» предложила построить самолеты для перевозки сжиженного газа. Строительство первого такого самолета обошлось бы примерно в 1 млрд. долл., а каждого следующего в 75 млн. долл. Кроме того, потребовались бы расходы в размере 1 млрд. долл на строительство аэропортов и заводов по сжижению газов. В этом случае издержки на транспортировку газа превысили бы 35 долл. за 1000 м³.

Этот проект был отвергнут. Предлагалось построить железную дорогу протяженностью 1995 км (стоимость ее в ценах 1972 г. 2,4 млрд. долл.), но и этот проект был признан непригодным из-за возможного ущерба окружающей среды.

Размеры добычи природного газа (включая газ, использованный для закачки в пласт) показаны ниже (в млрд.м³):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
1,9	4,3	14,8	40,9	62,7	69,2

По имеющимся прогнозам, в 1980 г. добыча природного газа в Канаде превысит 130 млрд. м³.

С конца 50-х годов в Канаде началось широкое строительство газопроводов, в том числе и газопроводов, предназначенных для экспорта газа в США. В 1960 г. Канада экспортировала в США 20% общего количества добытого в стране газа, в 1970 г. — 40%. После 1970 г. доля газа, экспортируемого в США, начала снижаться. В 1972 г. она составила только 10%.

Первый крупный магистральный газопровод, предназначенный для подачи газа из провинции Британская Колумбия в один из промышленных районов страны и для экспорта его на тихоокеанское побережье США, был построен в 1957 г. В 1958 г. был построен газопровод к северу от Великих озер к восточным районам США. Позже было сооружено несколько ответвлений от основной трассы также для экспорта газа в США. В 1962 г. вступил в эксплуатацию третий крупный газопровод, предназначенный для экспорта газа в США (из Британской Колумбии в Северную Каролину).

В настоящее время Канада располагает многими магистральными газопроводами. Наиболее крупный из них — Трансканадский газопровод протяженностью 4650 км и диаметром 305 и 860 мм. Он имеет несколько ответвлений: от Мусомина (провинция Саскачеван) до Асселя (провинция Манитоба) длиной

около 80 км и от Виннипега до Эмерсона протяженностью немногим более 92 км, затем это ответвление идет в США; по ответвлению от Моррисбурга протяженностью около 50 км газ подается в столицу Канады Оттаву, от Монреаля — к Филипсбургу и в США, от Мейпла — в район Ниагарских водопадов. По всей этой системе, основой которой является Трансканадский газопровод, ежегодно перекачивается более 10 млрд. м³ газа.

Второй крупный газопровод идет от Вабамуна (провинция Альберта) до границы с провинцией Британская Колумбия, протяженность его 220 км. По этому газопроводу ежегодно перекачивается 114 млн. м³ газа.

Имеется также система газопроводов для перекачки газа с промыслов Альберты в различные районы страны и главным образом в г. Эдмонтон.

В провинции Саскачеван наиболее крупным газопроводом является система «Саскачеван пауэр корпорейшн» протяженностью 4500 км. По этой системе газ подается в крупные населенные пункты. Кроме того, в провинции Саскачеван имеется небольшой газопровод длиной около 63 км и диаметром 305 мм, по которому подается газ с юго-восточных газовых месторождений до Рейджайны. В 1970 г. в Канаде был построен газопровод длиной 200 км и диаметром 1066 мм. В том же году построен газопровод длиной 130 км и диаметром 914 мм, идущий на север провинции Альберта с 457-мм ответвлением длиной 56 км. Общая протяженность магистральных газопроводов Канады в 1972 г. составляла более 100 тыс. км. Осенью 1974 г. вступила в эксплуатацию вторая линия газопровода Виннипег — Торонто диаметром 914 и 962 мм (первая линия диаметром 762 мм была построена в 1958 г.).

В 1975 г. сдан в эксплуатацию газопровод от Аляски в Канаду (с последующим продлением его до г. Лос-Анджелес). Этот газопровод берет начало в районе бухты Прадхо и идет до г. Форт-Лайард, здесь он разветвляется на две нитки диаметром по 1016 мм каждая: одна идет до Кингсгата (провинция Британская Колумбия), вторая — к восточным районам Канады. От Кингсгата газопровод идет по территории США. Общая протяженность этой магистрали 1770 км, диаметр 1220 мм.

В ближайшие годы предполагается построить газопровод протяженностью примерно 5150 км, диаметром 1220 мм от газовых месторождений, открытых на островах Канадского арктического архипелага, до южных районов Канады и США. Этот газопровод, вероятно, будет строить компания «Полар газ» (канадские и американские фирмы). По нему предполагается перекачивать 45 млрд. м³ газа в год. Предполагается также построить газопровод из провинции Альберта к устью р. Маккензи.

Развитие добычи газа в Канаде имеет благоприятные условия. США очень заинтересованы получать газ из соседней страны — Канады. Осенью 1973 г. правительство Канады ввело систему двойных цен и налог на нефть, экспортируемую в США. То же предполагается установить и на газ, экспортируемый в США.

Битуминозные сланцы

Среди топливно-энергетических ресурсов Канады значительное место занимают битуминозные пески и сланцы, залежи которых имеются в провинциях Альберта (в Атабаске), Новой Шотландии, Онтарио, Квебек и др. Около 90%

общих запасов битума, содержащегося в битуминозных песках Канады, приходится на провинцию Альберта. Из них может быть извлечено от 50 до 120 млрд. м³ сланцевого масла [1].

Извлекаемые запасы нефти оценивают в 137 млрд. т. Наиболее осторожная оценка учитывает рациональную разработку песков до глубины не более 30 м (3,6 млрд. т нефти).

В провинции Альберта можно открытым способом разрабатывать запасы битуминозных песков. Попытка использовать нефть, содержащуюся в этих песках, была предпринята еще в 50-х годах прошлого столетия. С этой целью было создано акционерное общество. В 20-х годах текущего столетия эта попытка была повторена, но техника и технология того времени не позволяли извлекать нефть из битуминозных песков экономичным способом.

Сейчас эта попытка снова повторяется и уже не только в Канаде. В 1967 г. в Канаде был сдан в эксплуатацию первый в мире завод по извлечению нефти из песков Атабаски производительностью около 6 тыс. т нефти в сутки. Извлечение нефти из песков было предусмотрено методом экстракции. Предполагалось извлекать до 88% содержащейся в песках нефти. Но процесс этот, по-видимому, не дал предполагаемого эффекта.

В 1969 г. для эксплуатации битуминозных песков была разработана технология внутрипластового горения. Операция подогрева (при помощи спирта и воздуха) длится до температуры 93°, при которой вязкость нефти снижается до уровня, достаточного для ее извлечения. На этот процесс фирма «Панамерикэн» получила патент в США и в Канаде. Утверждается, что такая технология позволяет извлекать до 90% нефти, содержащейся в песках. Фирма «Синкрюд» предполагает, что такой метод позволит снизить в 2 раза себестоимость получения нефти из битуминозных песков. Если эти предположения оправдаются, то такое производство в условиях нынешней ситуации с нефтью будет вполне рентабельно. Япония и США для проведения опытов дают Канаде займы. Последние данные свидетельствуют о том, что производство нефти из битуминозных песчаников в провинции Альберта развивается медленнее, чем предполагалось ранее.

В настоящее время компания «Грейт канэдиэн ойл сэнде» (дочерняя компания «Сан ойл») получает из битумных песков на своем опытном заводе в Альберте около 2,5 млн. т нефти в год.

Строительство заводов по извлечению нефти из песков будет осуществляться с участием японских и американских компаний.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Канада располагает значительными ресурсами уранового сырья. Она занимает второе место в капиталистическом мире по его производству. Запасы уранового сырья оцениваются в 210 тыс. т, из них примерно 91 тыс. т идут по цене уранового концентрата до 15 долл. за килограмм. Запасы уранового сырья сосредоточены в двух крупных месторождениях — Блайнд-Ривер и Волластон. Содержание окиси урана в рудах этих месторождений составляет 0,1—0,15%. Руда здесь добывается подземным способом, она содержится в конгломератах. В стране

[1] «Can. Mining and Met.» Bull., 1976, v. 69, No. 769, p. 83—85.

имеется несколько жильных месторождений урана в провинции Саскачеван, содержание окиси урана здесь 0,3%. Известны запасы уранового сырья и в Британской Колумбии (месторождение Рекспар, вблизи г. Берг-Айленд и на острове Принца Эдуарда). Первый завод по производству уранового концентрата в Канаде был построен на базе рудника «Эльдорадо» (в районе Большого Медвежьего озера еще в 1943 г., а в 1960 г. таких заводов было уже 19.

Примерно 80% продукции (окиси урана) дает месторождение Блайнд-Ривер. В 1975 г. производство урановых концентратов в Канаде (в пересчете на U_3O_8) было на уровне 7,7 тыс. т. Большую часть урановой продукции Канада экспортирует (в Японию, Испанию и другие страны). Производство урановых концентратов увеличивается. Предполагается, что к 1980 г. оно достигнет 14,5 тыс. т, а потребление в стране — 1,4 тыс. т.[1]

Производство уранового сырья в Канаде сильно монополизировано. Из 16 компаний, действующих в стране, только на долю двух компаний «Рио-Алгом» и «Денисон» (она действует совместно с японской компанией «Мицуди» и на ее долю приходится 2 тыс. т уранового сырья в год) приходится примерно 45% общего объема продукции. 90% выпуска продукции приходится на два крупнейших завода по производству уранового сырья. В канадской урановой промышленности участвует английский и американский капитал.

Компания «Денисон» разработала программу расширения своих предприятий по добыче уранового концентрата в районе оз. Эллиот-Лейк до 2000 г. В настоящее время мощность этого основного предприятия составляет 4300 т руды в сутки, что позволяет получать 5,4—5,9 т уранового концентрата (в пересчете на U_3O_8).

Предполагается, что в 1975—1976 гг. мощность увеличится до 7,1 тыс. т руды в сутки. В дальнейшем предполагается увеличить мощность еще на 6 тыс.т урановой руды в сутки. Компания «Денисон» имеет соглашение с Японией о поставке урановой руды до 1993 г. по 1812 т U_3O_8 в год.

В 1976 г. установленная мощность АЭС Канады оценивалась в 2500 МВт, и в процессе строительства находилось несколько АЭС общей мощностью 6 тыс. МВт. По масштабам развития атомной энергетики Канада занимает шестое место в мире. Основные атомные центры страны находятся в Чалк-Ривер (провинция Онтарио), где работают 800 человек, и Уайтшелл (провинция Манитоба). Ведутся работы по разработке реактора на природном уране мощностью 1250 МВт.

Гидроэнергия

Общий гидроэнергетический потенциал Канады оценивается в 37 640 МВт, из которых уже освоено 13 864 МВт.

По производству электроэнергии Канада занимает шестое место в мире, а в расчете на душу населения — второе после Норвегии. Общая установленная мощность всех электростанций Канады в начале 1975 г. составила более 62 ГВт. Предполагается, что в 1978 г. эта величина возрастет до 72,5 ГВт.

Мощность по электростанциям Канады в 1975 г. показана ниже (МВт):

АЭС	2 553
ТЭС	17 371
ГЭС	37 596
ГТУ	1 540

[1] «Mining J.», 1976, v. 177, No. 3, p. 190—194.

Как показывают вышеприведенные данные, большая часть мощности электростанций приходится на ГЭС, которые и на ближайшие годы сохранят свое лидирующее значение. До конца текущего столетия наибольший прирост мощности ГЭС ожидается в Квебеке, Британской Колумбии, Манитобе и Лабрадоре.

Значительные запасы гидроэнергии еще не использованы в провинциях Квебек, Британская Колумбия и Манитоба. Общие неосвоенные запасы гидроэнергии только р. Колумбия (в пределах канадской территории) оцениваются в 5,6 млн. кВт. Здесь построен каскад электростанций и плотины «Дункан», «Эрроу» и «Майка» (мощностью 2610 тыс. кВт), на ней будет установлено 6 агрегатов по 435 тыс. кВт каждый. В 1972 г. Канада купила советские гидротурбины, изготовленные заводом «Уралэлектротяжмаш».

Производство электроэнергии в стране показано ниже (млрд. кВт·ч):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
55	82,8	114,6	143,2	204,2	300

Большая часть электроэнергии вырабатывается на государственных электростанциях. Доля ГЭС в общем производстве электроэнергии около 75%. Основная часть неосвоенных гидроэнергетических ресурсов находится в отдаленных районах Лабрадора, Квебека, Манитоба и Юкона. Строительство ГЭС в перечисленных районах потребует больших капиталовложений и больших потерь электроэнергии при передаче ее на дальние расстояния. Здесь более экономичны ТЭС, доля которых в общем производстве электроэнергии в стране в настоящее время составляет 15% [1].

Доля отдельных энергоисточников в производстве электроэнергии в Канаде в 1974 г. составила (в %): гидроэнергия — 76,5, уголь — 14,6, природный газ — 3,7, атомная энергия — 2,9 и жидкое топливо — 2,3.

По прогнозу, суммарная установленная мощность электростанций страны за 1970—2000 гг. возрастет в 6 раз. Наиболее быстрыми темпами будет развиваться атомная энергетика. Доля АЭС в общем топливно-энергетическом балансе Канады в 2000 г. возрастет до 40%, а общее производство электроэнергии к 2000 г. прогнозируется в количестве 1406 млрд. кВт·ч.

В Канаде широко используется и древесное топливо для отопления жилищ. Основную долю в общем энергетическом балансе страны составляют нефть и газ.

Общее потребление энергетических ресурсов прогнозируется в следующих размерах (в млн. т у. т.) [2]:

1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.
233	426	696	1009

Душевое потребление всех видов энергии в Канаде в настоящее время составляет 11 т у. т. в год. Предполагается, что в конце 80-х годов страна будет испытывать дефицит нефти и природного газа.

---

[1] «Энергохозяйство за рубежом», 1976, № 2, с. 36.
[2] «Энергохозяйство за рубежом», 1976, № 2, с. 37.

МЕКСИКА

Мексика богата энергетическими и минеральными ресурсами. Основу топливно-энергетического баланса страны составляют нефть и газ. В 1975 г. на их долю приходилось 91% общего потребления первичных энергоносителей (в том числе на нефть 62%, на газ 29%).

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Запасы угля в Мексике, по последним данным, оцениваются в 12 млрд. т (из них извлечение 3 млрд. т рентабельно), а доказанные запасы угля до глубины 300 м — 629 млн. т.

Большая часть запасов сосредоточена в крупнейшем угледобывающем бассейне Сабинасе, расположенном в штате Коауила, где разрабатываются крупные месторождения: Сальтильитос и Фуэнте. Разработка угольных месторождений ведется мелкими и плохо оснащенными шахтами. Примерно 86% угля добывается в бассейне Сабинасе, 13% — в бассейне Салтиллито и 1% — в бассейне Фуента.

Наличие в стране запасов нефти не способствует развитию добычи угля, большинство угольных месторождений не разрабатывается. Добыча угля находится на уровне примерно 3—4 млн. т в год. Потребители угля — металлургические заводы и одна тепловая электростанция. В Мексике производство электроэнергии на угле составляет не более 5% от общего количества ее. Основу энергетического баланса Мексики составляет нефть.

Нефть

Разведанные запасы нефти в Мексике в 1976 г. после открытия крупных месторождений в штатах Чиапас и Табаско превысили 2 млрд. т.

В 1918 г. Мексика по размерам добычи нефти вышла на второе место в мире после США, отодвинув на третье место дореволюционную Россию. В те годы более 90% добываемой в стране нефти экспортировалось, примерно 85% общего экспорта нефти приходилось на долю США. Нефть добывалась главным образом на узкой полосе береговой равнины Мексиканского залива, которая делилась на два района: северный, где добывалась тяжелая нефть, и южный район легкой нефти. В северном районе эксплуатировались месторождения Эбано, Пануко и Топила, в южном — Бокас, Тепетата, Касиано и др.

В период 1884—1909 гг. в Мексике было издано несколько нефтяных законов. Эти законы устанавливали исключительное право собственности владельца земельного участка на нефтяное месторождение; ему предоставлялось право продажи своего участка любому лицу, в том числе и иностранцам.

В 1917 г. в Мексике была принята новая конституция, на основе которой нефтяное законодательство претерпело коренное изменение. Один из параграфов этой конституции гласит: «Земли и воды в пределах национальной территории составляют собственность государства. Государству принадлежит прямое право собственности на все ископаемые, нефть и углеводороды — твердые,

жидкие и газообразные... Только мексиканцы по рождению или натурализированные, а также мексиканские компании имеют право приобретать в собственность воды и землю и получать концессии на эксплуатацию горных и водных богатств в Мексиканской Республике» [1].

Этот закон нанес ощутимый удар по интересам США, капитал которых уже к тому времени успел проникнуть в нефтяную промышленность Мексики. США считали Мексику продолжением своей территории. В 1912 г. в Мексике работало более 80 нефтяных компаний, из которых 55 принадлежали США и 13 компаний Англии. В 1919 г. 73% общей добычи нефти в Мексике приходилось на долю США и 21% — на долю Англии. Недовольство трудового народа Мексики иностранными поработителями приняло широкие размеры. Под давлением общественного мнения в 1915 г. были изданы законы, ограничивающие деятельность иностранного капитала. США, Англия и Франция заявили протест против неугодных им законов. Мексиканское правительство не проявило нужной решительности и «временно» снова разрешило иностранным компаниям неограниченную деятельность в своей нефтяной промышленности.

Не менее враждебно иностранные компании отнеслись в 1917 г. и к новой конституции Мексики. После длительных и коварных интриг они признали ее только в 1921 г. и то с оговоркой, что она не будет иметь обратной силы, т. е. сохранит за монополиями США все права, которыми они пользовались до принятия новой конституции. Такое требование сводило на нет значение новой конституции страны. Возникла острая борьба между Мексикой и США. Борьба эта завершилась в 1927 г. соглашением, по которому за американскими компаниями сохранялись земельные участки, взятые ими на концессию до принятия новой конституции. Иностранные нефтяные компании широко применяли хищнические методы разработки мексиканских нефтяных месторождений, в результате чего месторождения начали обводняться, добыча нефти снижаться: в 1928 г. она снизилась до 7 млн. т против 20,6 млн. т в 1920 г. Ущерб, нанесенный иностранными монополиями мексиканским нефтяным месторождениям, был настолько огромным, что добыча нефти снижалась с каждым годом (в млн. т):

1929 г.	1935 г.	1938 г.
6,2	5,5	5,3

Стало ясно, что предотвратить полный упадок нефтяной промышленности страны могут только радикальные меры — изгнание из нее иностранных компаний. Правительство Мексики так и поступило.

В марте 1938 г. нефтяная промышленность Мексики была национализирована. К моменту национализации отрасли в ней работало 20 иностранных компаний, но на долю только двух из них («Стандард ойл оф Нью-Джерси» и «Ройял датч-шелл») приходилось 70% общей добычи нефти в стране. После национализации были созданы три государственных нефтяных предприятия: «Петролеос мексиканос» («Пемекс»), «Ля дистридуидора де петролеос мексиканос» и «Лядминистрасьон дэль петролео насьональ». Последние два предприятия просуществовали недолго, и нефтяная промышленность страны сосредоточилась в руках одной государственной нефтяной компании «Пемекс». Эта компания занимается

[1] Д. Пог. Мексика как источник нефти. Экономика нефти (перевод с англ.) Изд-во Совета нефтяной промышленности, 1924, с. 383.

всеми видами деятельности в нефтяном деле, начиная от поисков нефти и кончая реализацией готовых нефтепродуктов. США и Англия враждебно встретили национализацию нефтяной промышленности. Они прекратили продажу Мексике нефтяного оборудования, отказались покупать у нее серебро — важнейший предмет ее экспорта и потребовали рассмотрения вопроса о правомерности национализации в арбитражном трибунале в Гааге. На этот раз правительство Мексики решительно отвергло все домогательства США и Англии. Эти две страны в течение многих лет продолжали вести политику шантажа против Мексики, но успеха не достигли.

В 1949 г. США предложили Мексике свою «помощь» в виде займа в сумме 200 млн. долл., поставив условием отказаться от национализации нефтяной промышленности. Мексика и на этот раз отклонила притязания США. Тогда США лишили мексиканскую национальную нефтяную компанию «Пемекс» права пользоваться кредитом Международного банка реконструкции и развития, хотя «Пемекс» являлась полноправным членом этого банка. Кроме того, иностранные нефтяные монополии потребовали от Мексики компенсации в 450 млн. долл. за национализацию нефтяных предприятий. Мексика согласилась выплатить реальную сумму «ущерба» — 136 млн. долл. Для сбора этой суммы в стране были мобилизованы все возможности.

Каждый штат обязался вносить в фонд компании «Пемекс» 5% своих бюджетных поступлений. Был выпущен внутренний заем на 100 млн. песо. Сбор средств для указанной цели проводился даже в церквях. В первые годы своей деятельности «Пемекс» испытывала большие трудности: не хватало финансовых средств, оборудования, национальных инженерно-технических кадров, и к тому же выявленные запасы нефти к моменту национализации оказались незначительными.

«Пемекс» вынуждена была сосредоточить внимание на поисково-разведочных работах. Безуспешность домогательства иностранных компаний заставила их заключить соглашения с «Пемекс» о производстве работ на подрядных условиях. Первый такой договор был подписан в 1949 г. с американской компанией на проведение поисково-разведочных работ в заливе Кемпече.

За 1938—1947 гг. «Пемекс» удалось открыть ряд небольших нефтяных месторождений в заливе Веракрус. Кроме того, в послевоенные годы на юге и в северо-восточной части страны был открыт ряд нефтяных месторождений в штате Веракрус и в Агда-Дульсе, на перешейке Теуантенек и др. Но самым крупным явилось открытие в 1972 г. нефтяных месторождений нефти в штатах Табаско и Чиапас.

В 1974 г. на новых нефтяных промыслах этих двух штатов было добыто 13% общей добычи нефти в стране, а в 1974 г. их доля возросла до 45%. Теперь самым крупным нефтяным месторождением Мексики является вновь открытое месторождение Реформа (штат Чиапас). Протяженность его 40 км и ширина 5 км. Открытие и разработка этого месторождения позволят Мексике в самые ближайшие годы стать крупным экспортером нефти (в 1974 г. она импортировала 3,2 млн. т, а в 1975 г. уже экспортировала 6,2 млн. т нефти). Запасы нефти на месторождении Реформа оцениваются в 1,4 млрд. т.

Об успешной деятельности мексиканской национальной компании «Пемекс» можно судить по размерам добычи нефти (в млн. т):

1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1971 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
10,2	14,1	17,2	22,0	21,9	23,2	33,6	41,4

К 1980 г. компания «Пемекс» полагает добычу нефти довести до 50 млн. т в год.

Открытие крупных залежей нефти в штатах Табаско и Чиапас [1] создает благоприятные условия для развития нефтедобычи в Мексике. Нефтяные промыслы близко расположены к действующим нефтеперерабатывающим заводам и к потребителям нефтепродуктов — городам Ла-Вента и Сьюдад-Пемекс. Благоприятны условия и для использования попутного нефтяного газа. Нефть новых месторождений легкая, с содержанием серы 1,5—1,8%. Месторождения высокопроизводительные: дебит одной скважины до 700 т в сутки. Видимо, открытие новых месторождений будет поворотным пунктом в развитии нефтяной промышленности страны.

В настоящее время в Мексике имеется более 250 нефтяных месторождений, расположенных в шести основных нефтедобывающих районах страны (Северо-Восточный, Южный, Посо-Рика, Нуэва-Фаха, Табаско и Чиапас). Центр нефтедобычи теперь переместился в последние два района. Поисково-разведочное бурение ведется на востоке страны (Табаско, Оахака, Горреро, тихоокеанское побережье, район Биа-дель-Бескаино, западный берег, акватория Калифорнийского залива и побережье штата Веракрус).

Серьезной проблемой в Мексике всегда был транспорт нефти и нефтепродуктов. Она стала особенно острой после национализации нефтяной промышленности, так как до национализации более 60% добываемой нефти отправлялось в США и другие страны, а после национализации нефть стала использоваться для нужд страны. В 1938 г. (год национализации нефтяной промышленности) общая сеть магистральных трубопроводов Мексики составляла 2254 км, а в 1974 г. она увеличилась до 36 600 км. Наиболее крупные нефтепроводы Мексики следующие: Поса-Рика-Ацкапоцалько — две нитки длиной 236 км каждая, диаметр 280 мм, пропускная способность около 5 млн. т в год; Поса-Рика-Саламанка — протяженность 450 км, диаметр 280 мм, пропускная способность более 2 млн. т в год; Наранхос-Мадера — три нитки протяженностью 323 км каждая, диаметр 200 мм, пропускная способность более 3 млн. т в год, трубопровод Серро-Асуль-Мадеро — длина 130 км, диаметр 280 мм, пропускная способность 2 млн. т в год и трубопровод Сьюдад-Пемекс-Минатиблах — протяженность 224 км, диаметр 240 мм, пропускная способность 3 млн. т в год. В 1975 г. «Пемекс» закончила строительство нефтепровода от порта Сьюдад-Мадеро (побережье Мексиканского залива) к строящемуся нефтеперерабатывающему заводу в Кадвейте. Длина этого нефтепровода около 500 км, диаметр 600 мм.

В настоящее время идет активное строительство трубопроводов от крупного нефтяного месторождения Реформа. Пока нефть этого месторождения поступает на нефтеперерабатывающий завод в Минатитлане, часть перевозится в танкерах на заводы, расположенные в Туспане и Сьюдад-Мадеро, или передается по нефтепроводу в порт Салинакрус на Тихоокеанском побережье.

Государственная компания «Пемекс» намерена построить от этого месторождения несколько нефтепроводов общей протяженностью около 2500 км. Уже закончено строительство нефтепровода Реформа — Поса-Рика длиной 592 км, диаметром 762 мм, который будет удлинен до заводов, расположенных в Туспане

---

[1] «Petroleum Engineer», 1973, No. 4, p. 2.

и Сьюдад-Мадеро, а затем до заводов в Саламанке, Ацкапоцалько и Тула. К 1978 г. нефтепровод Реформа — Поса-Рика будет продлен до Монтерея, где строится нефтеперерабатывающий завод мощностью 24 тыс. т сырья в сутки; протяженность этого нефтепровода будет 400 км, диаметр 609 мм.

«Пемекс» имеет танкерный флот, состоящий из 22 танкеров водоизмещением 228 тыс. т и 190 вспомогательных судов водоизмещением 47,7 тыс. т. В ближайшее время вступят в эксплуатацию шесть танкеров водоизмещением 21,5 тыс. т, 3600 железнодорожных цистерн и 30 цистерн для перевозки сжиженного газа. Несмотря на большие успехи Мексики в области нефтяного транспорта, доставка нефти с Тихоокеанского побережья по-прежнему чрезвычайно затруднена и мало экономична. Этот вопрос продолжает оставаться важной проблемой для нефтяной промышленности Мексики.

Нефтепереработка. К моменту национализации нефтяной промышленности в стране было четыре небольших нефтеперерабатывающих завода. В 1976 г. Мексика имела шесть заводов общей мощностью переработки 44 млн. т нефти в год. Предполагается, что в 1977—1978 гг. страна будет полностью удовлетворять свои потребности в нефтепродуктах за счет национального производства. В 1975 г. Мексика импортировала более 2 млн. нефтепродуктов. Нефтеперерабатывающие заводы расположены главным образом во внутренних районах страны.

Наиболее крупные заводы расположены в городах Поса-Рика, Сьюдад-Пемекс, Масатлан, Сьюдад-Мадеро, Минатитлан, Ацкапоцалько и Саламанка. Здесь заводы перерабатывают местную нефть. Они оснащены передовой техникой, имеют установки для вторичных процессов переработки (каталитический крекинг, риформинг и др.). Нефть сернистая, потому заводы в своем составе имеют установки для обессеривания.

В 1977 г. в Мексике будет завершено строительство нефтеперерабатывающего завода в Кадвейте мощностью 5 млн. т. Кроме того, компания «Пемекс» ведет строительство еще двух заводов, один из них в Туле мощностью 0,7 млн. т в год и другой в Салина-Крус мощностью 0,85 млн. т. Эти заводы войдут в строй в 1977—1978 гг. Потребление нефтепродуктов в Мексике в 1975 г. составило 27,6 млн. т, в 1980 г. оно ожидается на уровне 50,6 млн. т. В потреблении нефтепродуктов основная доля приходится на бензин (33%), мазут (23%) и дизельное топливо (19%). В 1975 г. «Пемекс» выработала 38,4 млн. т нефтепродуктов. В 1975 г. «Пемекс» экспортировала 575 тыс. т мазута и 387 тыс. т дизельного топлива.

Национальная нефтяная компания проводит политику максимального ограничения экспорта нефти, предполагая в недалеком будущем экспортировать только нефтепродукты. В настоящее время небольшие излишки нефти экспортируются в Уругвай и Бразилию.

Мексиканские нефти преимущественно тяжелые, выход светлых нефтепродуктов из них значительно меньший по сравнению с нефтями других стран. Основной продукт мексиканских заводов — мазут, выход которого достигает 58% на переработанную нефть. Поэтому производство бензина и керосина отстает от потребностей страны. Эти нефтепродукты Мексика импортирует. Производство же мазута превышает потребность страны. Мазут составляет основную часть нефтяного экспорта Мексики. Большим достижением нефтеперерабатывающей промышленности Мексики следует считать отсутствие необходи-

мости в технической помощи американских специалистов. Значительная часть оборудования для нефтеперерабатывающих заводов производится на предприятиях Мексики.

Газ

Природный газ в энергетическом балансе Мексики играет большую роль. Его доля составляет 29%. В первые годы после национализации нефтяной промышленности «Пемекс» не только не имела возможности заниматься поисково-разведочными работами, но и не могла широко использовать попутный нефтяной газ. К началу 60-х годов добычей и переработкой газа занималось около 50 предприятий. Газовые ресурсы страны являются государственной собственностью. Разведанные запасы газа в 1975 г. оценивались в 317 млрд. м³. Более 40% общих разведанных запасов газа сосредоточено на северо-востоке страны, где находится газоносный район Рейнос и крупное газовое месторождение Рейноса-Мексикано. Газовые месторождения (обычно небольшие) известны также на западном и южном побережье Мексики.

Добыча газа в Мексике представляется в следующих размерах (в млн. м³):

1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
348,1	863,1	16 367	18 700	22 300

До 1954 г. потребление газа в Мексике превышало размеры его добычи. С 1954 г. добыча газа стала превышать его потребление. Мексика стала экспортировать газ в США, а раньше значительное количество газа сжигалось в факелах. Общая сеть газопроводов в Мексике более 5 тыс. км, из них наиболее крупные газопроводы Рейноса — Монтеррею — Чавеса — Чиуауа (протяженность 1150 км), Сьюдад-Пемекс — Саламанка (1050 км) и др. В 1974 г. был сдан в эксплуатацию газопровод от месторождений штата Табаско до Мехико и Гвадалахары.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Гидроэнергетический потенциал Мексики оценивается в 25 250 МВт, годовая выработка электроэнергии 83 млрд. кВт·ч. Часть этого потенциала приходится на небольшие реки, строительство ГЭС на которых нерентабельно, и часть — на пограничные реки, использование которых возможно только с согласия соседей. Основные гидроэнергетические ресурсы сосредоточены в северо-восточной части страны, вблизи промышленных центров. Гидроэнергетические ресурсы штатов Мехико, Морелос, Идальго и Герреро почти полностью использованы.

Мексика располагает богатыми ресурсами геотермальной энергии. В стране обнаружено около 120 геотермальных источников. Первая опытная геотермальная электростанция мощностью 3,5 МВт построена в штате Идальго. В начале 70-х годов построена вторая ГТЭС в Серро-Приетто с двумя турбинами по 37,5 МВт. Средняя глубина геотермальных скважин 1220 м.

В 1966 г. начато строительство первой АЭС мощностью 200 МВт, а в 1974 г. в 48 км от г. Веракрус приступили к строительству первых двух ядерных реакторов по 650 МВт каждый.

До последнего времени доказанные запасы урана в Мексике были незначительны. Урановая руда добывалась лишь на одном месторождении — Чихуахуа. Запасы урана оценивались в размере 8 тыс. т U_3O_8. Не так давно в штатах Нуэво-Леон и Тамаулипас были обнаружены большие залежи урановой руды. В настоящее время в Мексике открыто 16 месторождений урана. Первое из них (в Пласерде-Гуадалахара) было известно еще в 1909 г. Запасы урана в стране оцениваются в 20 тыс. т. Основные месторождения урановой руды — Ла-Пресьоса (штат Дурано) и Сан-Антонио-дель-Кобре (штат Сонора). Содержание U_3O_8 в руде невысокое: 0,1—0,2%. В 1949 г. урановые месторождения объявлены собственностью государства. В 1955 г. в стране создана Комиссия по ядерной энергии, которая подчинена непосредственно президенту страны.

Производство электроэнергии в Мексике показано ниже (в млрд. кВт·ч)[1]:

1938 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
2,3	4,4	10,8	25,6	42,3

Спрос на электроэнергию в Мексике возрастает примерно в 2 раза за каждые шесть лет. В 1960 г. электростанции, контролируемые частным капиталом, были национализированы, после чего решающую роль в электроэнергетике страны стала играть Федеральная комиссия по электроэнергетике (ФКЭ). В 1976 г. она довела мощность своих электростанций до 9830 МВт. В 1980 г. мощность всех электростанций Мексики предполагается довести до 19 тыс. МВт и в 1990 г. — до 48 тыс. МВт, а выработку электроэнергии соответственно до 89 и 238 млрд. кВт·ч. В 1972 г. выработка электроэнергии в Мексике на одного жителя составила 630 кВт·ч, по прогнозам она увеличится в 1980 г. до 1200 кВт·ч и в 1990 г. до 2500 кВт·ч, а пока что около 50% населения страны проживает в неэлектрифицированных районах. В настоящее время более 60% общей выработки электроэнергии приходится на долю ТЭС, преимущественно работающих на мазуте, дизельном топливе и природном газе. Доля ГЭС в общем производстве электроэнергии в стране составляет около 38%, геотермальных электростанций — 0,9%, ТЭС, работающих на угле,— 0,5% (две ТЭС в штате Коауила). Примерно 69% потребляемой электроэнергии в стране приходится на долю промышленности и торговли.

---

[1] Электроэнергетика мира в цифрах. М., Информэнерго, 1969, с. 145.

ЦЕНТРАЛЬНАЯ И ЮЖНАЯ АМЕРИКА

Основную роль в экономике латиноамериканских стран играет иностранный капитал, особенно капитал США. Компании США широко используют сырьевые ресурсы латиноамериканских стран, в том числе и энергетические. Многие латиноамериканские страны до сих пор находятся на положении сырьевого придатка США.

Латиноамериканские страны в течение многих лет ведут упорную борьбу за использование своих природных ресурсов в интересах народа. В последние годы эта борьба приняла широкий размах.

В 1973 г. в столице Эквадора состоялось очередное консультативное совещание министров энергетики стран Латинской Америки. Оно приняло важный документ, получивший название Декларации Кито. В ней представители 21 страны заявили о решимости совместно защищать свои природные богатства, в частности энергетические ресурсы. Декларация Кито предусматривает координацию программ исследования и разработки энергетических ресурсов. Участники этого совещания единодушно решили создать латиноамериканскую организацию по энергетике для разработки и проведения общей политики защиты природных богатств. Решено также создать региональную финансовую организацию для взаимной помощи в использовании энергетических ресурсов. В 1968 г. в Перу была национализирована собственность нефтяной монополии «Интернэшнл петролеум». В 1969 г. Боливия национализировала компанию США «Галф ойл». В 1975 г. Перу лишила права «Галф ойл» торговать нефтепродуктами в своей стране, передав его государственной компании «Петроперу».

В 1973 г. Аргентина приняла законопроект об ограничении иностранного капитала в добывающих отраслях страны, а в 1974 г. поставила вопрос перед Конгрессом о полной национализации энергетических отраслей промышленности.

В январе 1976 г. Венесуэла национализировала нефтяную промышленность, досрочно расторгнув концессионные соглашения с иностранными нефтяными компаниями, срок которых истекал в 1983 г.

Запасы угля в Латинской Америке оцениваются в 46—50 млрд. т, разведаны они слабо. До второй мировой войны некоторые страны, особенно Бразилия и Аргентина, экспортировали уголь. В настоящее время экспорт угля резко сократился. Основные запасы угля этого региона сосредоточены главным образом в Бразилии, Колумбии и Чили. Добыча угля ведется в незначительных размерах (примерно 12—14 млн. т в год). Техническое оснащение шахт плохое, производительность труда низкая, а главное большинство угледобывающих районов удалено от потребителей на большое расстояние. Перевозка угля по железной дороге очень дорога. Все это не способствует развитию добычи угля даже в тех странах, где угольным компаниям дается государственная дотация.

Потребление угля в Латинской Америке незначительное — 16—17 млн. т в год. Главные потребители его — Бразилия (более 40% общего потребления)

и Колумбия — около 40%. Особенно не хватает коксующегося угля для металлургии, потребность в нем покрывается за счет импорта. До второй мировой войны доля угля в общем потреблении энергии Латинской Америкой составляла 32%, к 1960 г. она сократилась до 6%. В настоящее время уголь добывается в шести странах: Колумбии, Бразилии, Чили, Аргентине, Перу и Венесуэле.

Разведанные запасы нефти в Латинской Америке оцениваются в 3,1 млрд. т. По размерам добычи нефти до 1953 г. она занимала второе место в мире (после США), но затем отодвинулась на четвертое место. Большая часть добываемой в Латинской Америке нефти вывозится в США. Основными экспортерами нефти являются Венесуэла, Эквадор, Тринидад и Тобаго.

Общий экспорт нефти из Латинской Америки в 1975 г. составил 202 млн. т. Предполагается, что к 1980 г. эта величина возрастет до 227 млн. т. Иностранные монополии (преимущественно США) форсируют разработку нефтяных месторождений Латинской Америки, увеличивая объем капиталовложений. Так, за 1971—1975 гг. в разведку и добычу нефти в латиноамериканских странах было вложено 5050 млн. долл. В последние годы особенно активизировались поисково-разведочные работы в прибрежных водах этого региона. В начале 1976 г. работало 40 буровых установок (в территориальных водах Бразилии, Венесуэлы, Гватемалы, Тринидада, Тобаго, Колумбии). К началу 1976 г. в бассейне р. Амазонки было открыто 45 нефтяных месторождений (в Эквадоре, Перу и Колумбии).

Потребление нефти незначительно. Так, в 1975 г. в наиболее богатой нефтью стране — Венесуэле — потребление нефти составило около 13 млн. т, в Колумбии — менее 10 млн. т, Тринидаде и Тобаго — менее 5 млн. т и т. д. К концу текущего столетия потребление нефти в странах Латинской Америки достигнет 900—950 млн. т.

Монополии США широко используют нефтяные ресурсы латиноамериканских стран, но сдерживают развитие в них нефтепереработки. В 1974 г. мощность 83 нефтеперерабатывающих заводов составляла лишь 339 млн. т в год, а в США в том же году было 247 заводов общей мощностью 711 млн. т. Размещение объектов нефтяной промышленности показано на рис. 12.

Запасы природного газа в Латинской Америке в 1974 г. оценивались в 2,0 трлн. м^3 (из них 1,2 трлн. м^3 в Венесуэле).

Большая часть общей добычи газа региона приходится на две страны: Венесуэлу и Аргентину. Значительное количество газа не утилизируется, сжигается в факелах или закачивается обратно в продуктивные пласты. Потребление газа незначительно.

Латинская Америка богата и гидроэнергетическими ресурсами. Гидроэнергетический потенциал ее оценивается в 317 млн. кВт. Большая часть его (65%) сосредоточена в Бразилии, Колумбии, Венесуэле и Перу. Используются эти ресурсы недостаточно из-за недостатка капиталовложений. До 1990 г. будут использованы гидроэнергетические ресурсы рек Карони (Венесуэла), Рио-Негро (Аргентина), Рио-Гранди, Парана, Паранаида, Сан-Франсиску и Тиете (Бразилия), Мауле и Био-Био (Чили), Патия, Бата, Сан-Хуан (Колумбия), Монтаро (Перу) и др.

Потребление электроэнергии в латиноамериканских странах незначительно. В отдельных странах оно менее 100 кВт·ч на 1 человека в год (Гондурас и др.). Особенно плохо с электроэнергией в сельскохозяйственных районах.

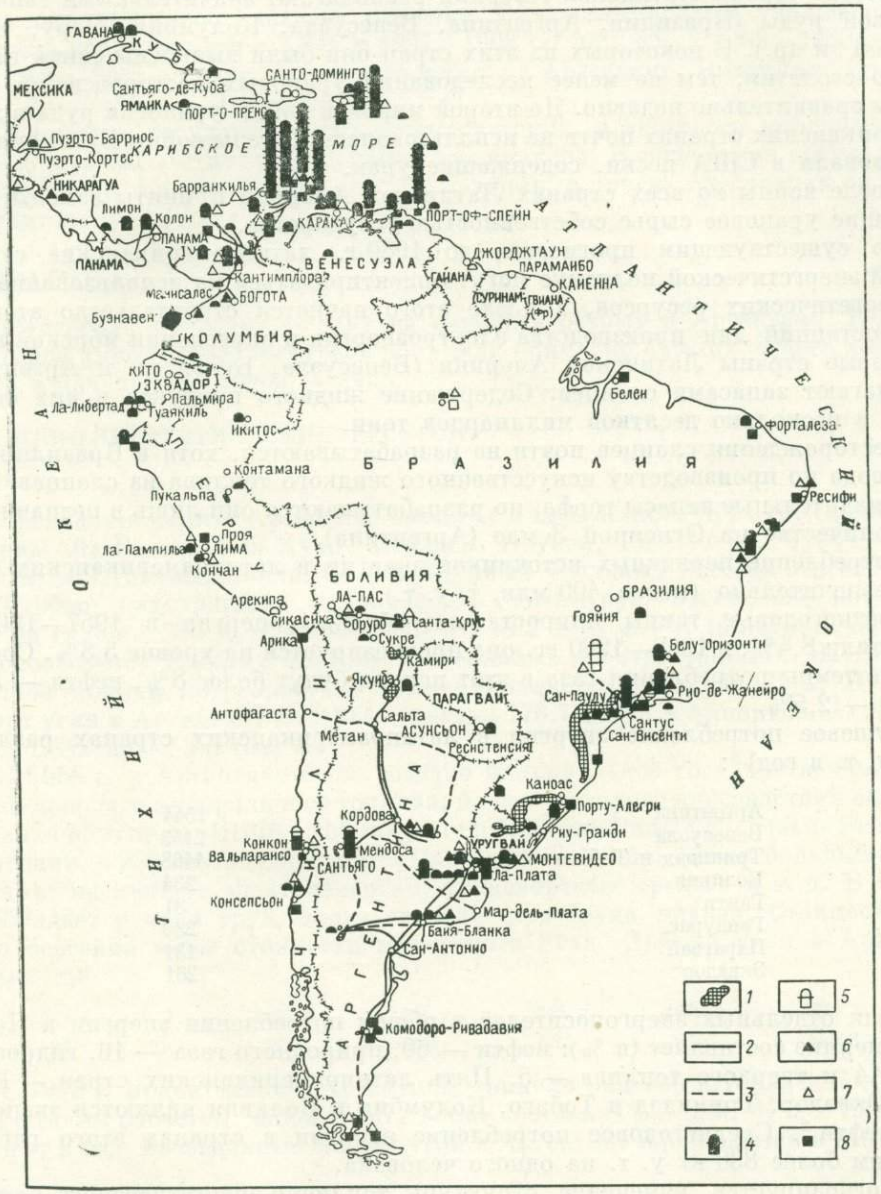


РИС. 12. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ЛАТИНСКОЙ АМЕРИКИ

1 — пояса битуминозных сланцев; *2* — нефтепроводы; *3* — нефтепроводы строящиеся и проектируемые; *4* — нефтеперерабатывающие заводы (один сегмент соответствует мощности 2 млн. т в год); *5* — нефтеперерабатывающие заводы, строящиеся и проектируемые; *6* — нефтехимические заводы; *7* — нефтехимические заводы, реконструирующиеся и строящиеся; *8* — порты экспорта нефти

Многие страны Латинской Америки располагают значительными запасами урановой руды (Бразилия, Аргентина, Венесуэла, Колумбия, Перу, Чили, Уругвай и др.). В некоторых из этих стран они были выявлены еще в начале нашего столетия, тем не менее исследования урановых месторождений были начаты сравнительно недавно. До второй мировой войны урановая руда в латиноамериканских странах почти не использовалась. В годы войны Бразилия экспортировала в США пески, содержащие уран.

После войны во всех странах Латинской Америки приняты законы, объявляющие урановое сырье собственностью государства.[1]

По существующим прогнозам, до 1980 г. латиноамериканские страны в своей энергетической политике могут ориентироваться на использование гидроэнергетических ресурсов, а после этого начнется строительство атомных электростанций для производства электроэнергии и опреснения морской воды. Некоторые страны Латинской Америки (Венесуэла, Бразилия и Аргентина) располагают запасами сланцев. Содержание жидкого продукта в них оценивается в несколько десятков миллиардов тонн.

Месторождения сланцев почти не разрабатываются, хотя в Бразилии есть два завода по производству искусственного жидкого топлива из сланцев. Имеются значительные запасы торфа, но разрабатываются они лишь в незначительном количестве на Огненной Земле (Аргентина).

Потребление первичных источников энергии в латиноамериканских странах незначительно (менее 400 млн. т у. т.).

Среднегодовые темпы прироста потребления энергии в 1957—1968 гг. составляли 8,4%, в 1968—1980 гг. она прогнозируется на уровне 5,8%. Среднегодовые темпы потребления газа в этот период будут более 8%, нефти — 5,6% и угля — 2,5%.

Душевое потребление энергии в латиноамериканских странах различно в кг у. т. в год)[2]:

Аргентина	1544
Венесуэла	2153
Тринидад и Тобаго	4468
Боливия	234
Гаити	31
Гондурас	230
Парагвай	131
Эквадор	261

Доля отдельных энергоносителей в общем потреблении энергии в Латинской Америке составляет (в %): нефти — 60, природного газа — 16, гидроэнергии — 14 и твердого топлива — 5. Пять латиноамериканских стран — Венесуэла, Эквадор, Тринидад и Тобаго, Колумбия и Боливия являются экспортерами нефти[1]. Среднегодовое потребление энергии в странах этого региона немногим более 830 кг у. т. на одного человека.

Прогнозируется изменение структуры топливно-энергетического баланса в период 1976—1980 гг.: доля газа увеличится с 16,9 до 21,8%, доля нефти

[1] Энергетика стран Латинской Аверики. М., изд. Ин-та Латинской Америки, 1972, с. 33—120.

[2] Энергетика стран Латинской Америки. М., изд. Ин-та Латинской Америки, 1972, с. 93.

сократится с 75 до 72,5% и доля угля — с 8,1 до 5,5%. Таким образом, до 1980 г. нефть сохранит преобладающее значение. Предусматривается увеличение темпов роста добычи нефти с 3,6% в 1957—1968 гг. до 4,3% в 1968—1980 гг. Этот рост произойдет за счет увеличения добычи в Аргентине, Бразилии, Боливии, Перу, Колумбии и Эквадоре.

Положение государственных энергетических, в частности нефтяных, компаний в странах Латинской Америки неодинаково. В ряде стран государственный сектор постепенно усиливает свои позиции, в других же странах он играет незначительную роль.

АРГЕНТИНА

Энергетическая проблема — одна из наиболее острых в Аргентине. В начале 60-х годов импорт энергоресурсов покрывал примерно 38% их общего потребления, а в начале 70-х годов — лишь 13%.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Месторождения угля в Аргентине имеются в провинциях Жужуй, Сальта, Катамарка, Ла-Риоха, Сан-Хуан, Мендоса, Неукен, Рио-Негро, Чубут, Санта-Крус и на Огненной Земле. Самый крупный угольный бассейн Аргентины — Рио-Турбьо, находящийся в провинции Санта-Крус. Здесь залегают бурые угли на глубине 300 м, мощность пластов от 2 до 8 м. Уголь низкого качества, он используется главным образом на тепловых электростанциях. За счет собственной добычи потребность в угле покрывается лишь на 25%. В 1973 г. импорт угля в Аргентину из США составил 778,7 тыс т, а импорт кокса из Италии и Бельгии — 3,3 тыс. т.

В 1958 г. в Аргентине было создано национальное государственное управление твердого минерального топлива, на базе которого впоследствии возникла угольная компания «ЯКФ». Добыча угля в бассейне Рио-Турбьо (западная часть Патагонии, в 257 км западнее порта Рио-Гальегос) сопряжена с большими трудностями: не хватает электроэнергии, транспортных средств и т. д. В шахтах преобладает ручной труд, производительность труда низкая. Стоимость угля этого бассейна выше стоимости импортного угля. Добыча угля в Аргентине (в тыс. т):

1961 г.	1962 г.	1963 г.	1964 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.
34	286	250	422	542	615	450,6

С 1975 г. правительство Аргентины приняло ряд мер к увеличению добычи угля с таким расчетом, чтобы к 1977 г. она составила 1,5 млн. т, а в 1980 г. — 3 млн. т в год. Разведанные запасы угля в Аргентине оцениваются в 270 млн. т.

Нефть

Разведанные запасы нефти в Аргентине в 1975 г. оценивались в 343 млн. т. В настоящее время нефть в Аргентине добывается в трех основных бассейнах: Комодоро-Ривадавия, Неукен и Мендоса. В меньших количествах нефть до-

[1] «Geol. Surv. Bull.», 1975, v. 14, No. 11, p. 40.

бывается и в других районах страны. На всех нефтяных промыслах скважины эксплуатируются преимущественно фонтанным и глубинно-насосным способами.

Старейший нефтяной район Аргентины — Комодоро-Ривадавия. Здесь разрабатывается более 30 нефтяных месторождений, дающих примерно около 50% нефти, добываемой в стране.

Нефтегазовый бассейн Неукен расположен недалеко от предгорий Кордильерского хребта, в 1250 км к юго-западу от Буэнос-Айреса. Здесь эксплуатируются свыше 40 нефтяных месторождений. Добываемая нефть перерабатывается на месте, лишь небольшое количество ее транспортируется по железной дороге до порта Байя-Бланка на расстояние 650 км, откуда морским путем доставляется на другие нефтеперерабатывающие заводы страны.

Нефтяные месторождения бассейна Мендоса расположены южнее и юго-западнее г. Мендоса, находящегося в 1100 км к западу от Буэнос-Айреса. Город Мендоса связан со столицей и крупными городами страны железной и шоссейными дорогами. Развитие нефтедобычи в бассейне Мендоса ограничивается недостатком транспорта. В этом бассейне разрабатывается 18 месторождений нефти и газа, в том числе сравнительно крупные Тупунгато и Барранкас.

Нефтяные месторождения района Сальта расположены в северной части страны, в районе, прилегающем к границам Боливии. Всего в районе известно свыше 15 нефтяных месторождений. Их начала разрабатывать здесь компания США «Стандард ойл оф Нью-Джерси», а в 1928 г. стала эксплуатировать национальная нефтяная компания «ЯПФ». С этого времени между обеими компаниями ведется острая конкурентная борьба.

Максимальная добыча нефти на месторождениях района Сальта была достигнута в 1942 г. (110 тыс. т), после чего она начала падать из-за истощения пластов. В настоящее время месторождения Тартагала-Кампо-Дуран и Мадрехонес принадлежат компании «ЯПФ». На район Сальта в настоящее время приходится всего лишь 2% общей добычи нефти в стране, но в связи с вводом в эксплуатацию новых месторождений (конденсатногазового Кампо-Дуран и нефтяного Мадрехонес) перспективы развития добычи нефти здесь стали весьма благоприятны. Поисково-разведочные работы, проведенные в акватории заливов Байя-Бланка, Сомборомбон и Сан-Хорхе оказались безуспешны.

В последние годы вступило в разработку несколько новых нефтяных месторождений в аргентинской части о. Огненная Земля. Первое месторождение здесь Ла-Сара было открыто в 1949 г. Нефть этого месторождения по 254-мм нефтепроводу транспортируется к морской перевалочной базе Сан-Сабастьян, где имеется небольшая нефтеперегонная установка, которая вырабатывает небольшое количество бензина и дизельного топлива для нужд нефтяных промыслов и нефтеразведочных предприятий.

Добыча нефти в Аргентине (в млн. т):

1940 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.	1975 г.
2,9	3,2	3,4	4,1	9,0	14,0	20,0	22,1	19,5

В Аргентине имеется 14 нефтеперерабатывающих заводов, общая мощность которых в 1974 г. была доведена до 36 млн. т сырья в год. Восемь заводов мощностью около 20 млн. т принадлежат национальной государственной компании

«ЯПФ». Заводы этой компании в основном перерабатывают импортную нефть. Частные заводы перерабатывают только нефть местной добычи, которую они покупают у «ЯПФ». Остальная производственная мощность нефтепереработки принадлежит иностранным компаниям. Аргентина покрывала потребности в нефти за счет национальной добычи в 1971 г. на 90%, а в 1959 г. лишь на 54%.

Развитие добычи нефти в Аргентине сдерживается из-за недостатка капиталовложений и транспортных средств, особенно нефтепроводов. К 1973 г. общая сеть нефте- и продуктопроводов в Аргентине превысила 4000 км. Первый магистральный нефтепровод был построен в 1960 г. от месторождения Кампо-Дуран до нефтеперерабатывающих заводов компании «ЯПФ» в Чачапоясе (провинция Сальта) и в Сан-Лоренцо. Протяженность этого нефтепровода 1483 км, диаметр 305 мм, пропускная способность 7100 т в сутки. В 1962 г. было завершено строительство второго магистрального нефтепровода протяженностью 625 км от нефтяных промыслов в Чальяко (Неукен) до порта Байя-Бланка, пропускная способность его 7 тыс. т нефти в сутки. В 1969 г. были сданы в эксплуатацию еще два магистральных нефтепровода протяженностью 950 км: Сальто — Сан-Лоренцо (провинция Сальта) и Плаза-Уинкуль — Байя-Бланка (Неукен). В 1970 г. вступил в эксплуатацию нефтепровод от мыса Сан-Антонио до городов Ла-Плата и Буэнос-Айрес (270 км) и от месторождений Неукен и Рио-Негро до Пуэрто-Росалес (625 км).

Кроме того, в Аргентине имеется три продуктопровода: Лухан-де-Куйо — Монте-Кристо (663 км), диаметром 355 мм, Мерседес — Буэнос-Айрес (579 км), Ла-Плата — Док-Суд (53 км).

И все же до сих пор проблема нефтяного транспорта в Аргентине продолжает оставаться одной из важнейших.

Газ

Разведанные запасы газа в Аргентине в 1975 г. оценивались в 201 млрд. м³. Более половины этих запасов сосредоточены в бассейне Комодоро-Ривадавия и около 25% в северных районах страны. Газовые месторождения Аргентины, так же как и нефтяные, удалены от промышленных центров на большие расстояния.

Использование природного газа в промышленных масштабах началось лишь с 1949 г., когда был построен магистральный газопровод Каньяда-Сека (бассейн Комодоро-Ривадавия) — Буэнос-Айрес протяженностью 1705 км и пропускной способностью 1,2 млн. м³ в сутки. Затем в районе Хенераль-Конеса был построен газопровод от месторождений, расположенных в Плаза-Уинкуль, протяженностью 460 км. Он был подключен к магистральному газопроводу Каньяда-Сека — Буэнос-Айрес, протяженностью 1767 км и пропускной способностью 2,6 млрд. м³ в год с расчетом увеличения ее до 3,2 млрд. м³.

В 1965 г. вступил в эксплуатацию магистральный газопровод Пико-Трункадо (бассейн Комодоро-Ривадавия) — Буэнос-Айрес протяженностью 1690 км. Пропускная способность этого газопровода 10 млн. м³ газа в сутки.

В 1970 г. между Аргентиной и Чили было достигнуто соглашение о совместной разработке принадлежащего обеим странам месторождения природного газа на юге континента. Для этой цели построен совместный газопровод протяженностью 670 км от месторождений Сьерра-Редондо и Кондор. Газ этих место-

рождений передается в Байя-Бланка, Ла-Плата и Буэнос-Айрес. Затем был построен 610-мм газопровод Неукен — Байя-Бланка длиной 920 км, производительность его 9,2 млн. м³ в сутки. От этого газопровода построено ответвление до Медонито длиной 110 км и диаметром 610 мм. В последнее время обсуждается вопрос о строительстве газопровода через Магелланов пролив от о. Тиерра-дель-Фуего до южного побережья страны. В дальнейшем предполагается соединить его с существующим газопроводом диаметром 700 мм, по которому подается газ в Буэнос-Айрес, производительность его 13 млн. м³ в сутки.

Потребность в газе превышает размеры его добычи. Аргентина импортирует газ из Боливии. Для этой цели построен газопровод. В 1945 г. газовые частные компании были национализированы и переданы государственной компании «ЯПФ», которая занимается добычей газа. Транспортом газа по магистральным газопроводам и распределением его по потребителям занимается государственная компания «Газ дель Эстадо». Добыча газа в Аргентине в 1975 г. составила около 10 млрд. м³.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Аргентина обладает значительными гидроресурсами. Ее гидропотенциал оценивается в 31 535 МВт, что в 5 раз превышает установленную мощность всех электростанций. Используются они всего лишь на 2,2%. Причина заключается в значительной удаленности гидроресурсов от центров потребления электроэнергии. Более половины гидроэнергоресурсов сосредоточено в бассейне Ла-Плата и примерно 25% в бассейне атлантического склона Патагонии. В период 1970—1980 гг. предполагается более интенсивное строительство ГЭС. В стране разработана широкая программа сооружения ГЭС. Будет построен гидроэнергетический комплекс «Чокан-Серрос-Колорадос» мощностью 1,6 млн. кВт. Первый агрегат этого комплекса введен в эксплуатацию в 1973 г. С конца 70-х годов намечено освоение гидроэнергетического потенциала рек Уругвай и Парана.

Рассчитывать на значительное развитие в ближайшие годы атомной энергетики Аргентина не может, хотя на этот счет и существуют оптимистические прогнозы. В 1974 г. в 130 км от столицы, в местечке Атуча, завершено строительство первой в стране атомной электростанции. На 60% она принадлежит иностранному капиталу. Предполагается, что после 1982 г. ежегодно будет вводиться по одной АЭС, и мощность их составит (в млн. кВт): в 1990 г. — 10, в 1995 г. — 20 и в 2000 г. — 20. Предполагается, что в 2000 г. 1/3 всего производства электроэнергии будут давать АЭС. По нашему мнению, этот прогноз нереален.

В Аргентине известно около 20 месторождений урановой руды. Наиболее крупные из них: Ла-Никилина (провинция Жужуй), Эсперанса (Сальта), Соберания (Мендоса), Сантьогасата (Ла-Риоха), Маларгуэ (Мендоса). Содержание урана в руде до 0,1%.

Урановые концентраты производятся на двух предприятиях — в Мендосе и в Карбоне. В 1974 г. производство их составило 100 т. В 1977 г. будет сдан в эксплуатацию третий завод по производству уранового концентрата. Общие запасы урана в Аргентине (в пересчете на трехокись урана) оцениваются в 45 тыс. т.

Общая установленная мощность всех электростанций Аргентины в 1973 г. составляла 7,6 ГВт, из них 4,4 ГВт приходилось на долю ТЭС. В том же году в стране имелось 13 ТЭС и столько же ГТУ мощностью свыше 20 МВт. Примерно 88% мощности указанных станций расположено в районе Буэнос-Айреса. Вблизи столицы расположены самые крупные ТЭС — Пуэрто-Нуэво (904 МВт), Костанера (600 МВт) и Пуэрто-Пуэво (516 МВт). Примерно около 72% потребляемого электростанциями топлива приходится на жидкое топливо, около 19% — на природный газ и менее 3% — на твердое топливо.

Производство электроэнергии в Аргентине (в млрд. кВт-ч):

1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
10,4	15,3	21,7	24,7

Примерно 90% установленной мощности и 78% общего производства электроэнергии принадлежит государственным компаниям. Предполагается, что в 1980 г. производство электроэнергии в Аргентине достигнет 40,5 млрд.кВт·ч электростанциями общего пользования и 11 млрд. кВт·ч электростанциями промышленных предприятий.

Несмотря на то, что по развитию электроэнергетики Аргентина занимает второе место в Латинской Америке после Бразилии, в стране остро ощущается нехватка электроэнергии. Достаточно сказать, что запрещены телепередачи с 20 до 23 ч, за счет этого мероприятия сокращается нагрузка в указанные часы на 200 МВт. Наиболее тяжелое положение в основном промышленном районе страны, расположенном между Буэнос-Айресом и Росарио. Дефицит электроэнергии в стране не будет ликвидирован даже к 1990 г.

Душевое потребление всех видов энергии в Аргентине в настоящее время немногим превышает 2 т у. т. в год. Структура энергетического баланса страны такова (в %): нефть и газ — 90, уголь — 7,3, гидроэнергия — 1,2, остальное — растительное топливо. Среднегодовые темпы общего потребления всех видов энергии в Аргентине в период 1973—1980 гг. оцениваются в 7,6%.

БРАЗИЛИЯ

В последние три десятилетия страна превращается из сельскохозяйственной в промышленную. По размерам производства на душу населения Бразилия еще значительно отстает от промышленно развитых стран, хотя доход на душу населения в ней в 2 раза выше, чем в других слаборазвитых странах. Бразилия имеет значительные и разнообразные ресурсы полезных ископаемых, хотя еще недостаточно разведанные: железную и марганцевую руды, бокситы и др. Энергетические ресурсы в Бразилии незначительны. Основой энергетического баланса страны является битуминозный уголь с высоким содержанием золы (до 30%). Свои энергетические потребности Бразилия покрывает за счет импорта на 37,8%. [1]

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Угольные месторождения Бразилии расположены преимущественно на юге страны, в штатах Санта-Катарина и Парана. Небольшие месторождения угля есть и на севере Бразилии, в штатах Пара и Пиауи. Общие разведанные запасы

[1] «Nachr. Arssen. hand», 1976, v. 39, No. 217, p. 5.

угля оцениваются в 6 млрд. т. Наиболее крупные месторождения угля расположены в штате Санта-Катарина, где добывается ежегодно около 3 млн. т угля в год. Теплотворная способность угля 5—6 тыс. ккал/кг. Уголь этого района используется главным образом металлургическими заводами и ТЭС. В бассейне р. Амазонка имеются запасы лигнита, размеры их оцениваются в 2 млрд. т. Мощность пластов здесь до 20 м, зольность до 30—42%, теплотворная способность 3 тыс. ккал/кг. Добыча лигнита здесь незначительна. Уголь добывается главным образом шахтным способом. Шахты плохо механизированы, производительность труда в них низкая.

Национальная добыча угля примерно на 65% обеспечивает потребности в нем, остальное количество Бразилия покрывает за счет импорта из США и Колумбии. Предполагается, что в 1977 г. импорт угля в Бразилию возрастет до 6 млн. т в год. Вероятно, будет создана совместная компания по разработке угольных месторождений Колумбии.

Нефть и газ

Импортная нефть составляет основу энергетического баланса Бразилии, ее доля в нем 75%, доля гидроэнергии 10%, угля и газа 15%. Разведанные запасы нефти в Бразилии, по данным 1975 г., оценивались в 106 млн. т (в 1970 г. — 120 млн.т).

В 1938 г. Бразилия объявила нефтяные ресурсы страны национальной собственностью. Разработкой их могли заниматься только национальные компании. В том же году в стране был создан Национальный нефтяной комитет. Этот комитет занялся геологическими исследованиями в бассейне, примыкающем к заливу Тодос-Сантос, где было обнаружено небольшое газовое месторождение. Затем геологические исследования были проведены в южной части страны, в бассейне р. Парана. Поисковые работы здесь оказались безрезультатны, они были перенесены в штаты Баия, Алагоас и Пара и тоже закончились безуспешно. Поисковые работы выполняли подрядные организации США, которые не были заинтересованы в открытии нефтяных месторождений в Бразилии.

В 1937 г. бразилец Монтейро Лобато опубликовал книгу «Нефтяной скандал», в которой разоблачил неблаговидную политику американских нефтяных монополий в деле поисков нефти и газа в Бразилии. Общественное мнение Бразилии потребовало от своего правительства расследования этого скандального дела. В 1939 г. близ г. Сальвадор было открыто нефтяное месторождение, названное именем Лобато. С этого открытия началось развитие нефтяной промышленности Бразилии.

После открытия первого нефтяного месторождения происки нефтяных монополий США вокруг бразильской нефти еще более активизировались. В 1946 г. под давлением США в новой конституции страны было записано, что разрабатывать минеральные ресурсы страны (в том числе и нефтяные) могут и иностранные компании. Этой оговорки оказалось вполне достаточно для широкого проникновения иностранного капитала в нефтяную промышленность Бразилии.

До 1953 г., т. е. до создания государственной нефтяной компании «Петробраз» («Петролео бразилейро») добыча нефти в стране развивалась очень медленно. Только после создания «Петробраза» началась активная деятельность по развитию отечественной нефтяной промышленности. В 1954 г. к власти пришло

правое правительство — «правительство 24 августа». Оно сразу же попыталось ликвидировать компанию «Петробраз». Возникшее в стране возмущение помешало осуществлению этого предательского намерения. Компания «Петробраз» сохранилась. В 1955 г. в бассейне Средней Амазонки было открыто нефтяное месторождение Нова-Линда.

В 1956—1961 гг. американский геолог Линк (бывший главный геолог «Стандард ойл оф Нью-Джерси») был руководителем поисково-разведочных работ на нефть в Бразилии. В результате своей пятилетней деятельности Линк представил доклад, в котором утверждал, что осадочные бассейны Бразилии в смысле нефтегазоносности бесперспективны. В конце 1960 г. Конгресс Бразилии создал комиссию для расследования деятельности Линка. В результате расследования Линк был уволен. Поисково-разведочные работы возглавили бразильские геологи, которые через несколько месяцев во впадине Тукано (бассейн Баия) обнаружили газонефтяные месторождения Куерера и Нортеде-Ираи и несколько благоприятных структур.

В 60-х годах советские специалисты по просьбе бразильского правительства провели бразильскими специалистами оценку перспектив нефтегазоносности Бразилии. Было установлено, что около 37% территории Бразилии перспективно для поисков нефти и газа. Особый интерес в этом отношении представляют семь бассейнов: Парана, Байя, Сержипи-Алагоас, Маражо, бассейн среднего течения р. Амазонки, Нижней Амазонки и Предандский бассейн. С 1962 г. проведение геологоразведочных работ и эксплуатация полезных ископаемых в Бразилии разрешаются только бразильцам. С момента возникновения государственной нефтяной компании «Петробраз» объем бурения нефтяных скважин в Бразилии возрастал ежегодно. В результате поисково-разведочных работ запасы нефти в стране возросли с 7,3 млн. т в 1953 г. до 120 млн. т в 1970 г.

В 1963 г. в Бразилии в бассейне Сержипи-Алагоас было обнаружено одно из крупнейших в Латинской Америке месторождение нефти Кармополис. Это открыло новые перспективы для развития нефтедобычи в стране, размеры которой показаны ниже (в тыс. т):

1953 г.	955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
121	260	3871	4300	8300	8700

90% общей добычи нефти дают промыслы на суше. Остальные 10% — морские месторождения Гуарисема и Кайоба, открытые в 60-х годах и введенные в эксплуатацию в 1973 г. Государственная нефтяная компания рассчитывает добычу нефти в стране в 1978 г. довести до 20 млн. т за счет форсирования разработки морских месторождений в бассейне Кампос (побережье района Рио-де-Жанейро). В 1975 г. в море был открыт ряд новых месторождений: Гароупа, Меро, Бадежо и Наморадо. Примерно 75% добываемой нефти приходится на бассейн Баия-Реконкаву, остальное количество — на бассейн Сержипи-Алагоас. Важную роль в увеличении размеров добычи нефти сыграло месторождение Миранга (бассейн Баия). На этом месторождении сосредоточено более 47% фонда скважин, эксплуатирующихся фонтанным способом.

Запасов нефти вполне достаточно для полного удовлетворения потребностей страны. Но пока часть их покрывается за счет импорта. Большие надежды возлагаются на открытие новых месторождений континентального шельфа.

Первая морская нефтяная скважина была пробурена компанией «Петробраз» в 1968 г. у побережья штата Эспириту-Санту и штата Сержипи, вблизи г. Аракажу, где получена промышленная нефть с глубины 1056 м. В 1971 г. в 10 км к северо-востоку от Гуарисемы и в 17 км от берега было открыто нефтяное месторождение Дорадос и в том же году — месторождение Кайоба, расположенное в 16 км от побережья штата Сержипи. В 1973 г. по окончании строительства подводного нефтепровода месторождения Кайоба и Гуарисема вступили в разработку.

К началу 1972 г. в континентальном шельфе Бразилии было выявлено 36 перспективных структур. В 1975 г. в континентальном шельфе Бразилии в 80 км от г. Рио-де-Жанейро обнаружено крупное нефтяное месторождение Гаруна. Первая скважина, пробуренная здесь компанией «Петробраз» на глубину более 3000 м, дала 4,2 тыс. т нефти в сутки. В ближайшее время Бразилия на 80% будет покрывать потребности в нефти за счет национальной добычи, а пока она покупает нефть в Алжире, Ираке и Венесуэле (45 млн. т в год).

Национальная государственная компания «Петробраз» в настоящее время ведет разведку в Колумбии, Перу, Эквадоре, Боливии, Ираке, Анголе, Нигерии и Египте.

Запасы природного газа в Бразилии оцениваются в 26 млрд. м³, а добыча его в 1975 г. составляла 1,6 млрд. м³. Газ не играет существенного значения в энергетическом балансе страны. Небольшие газовые месторождения эксплуатируются в штате Баия. Сооружается газопровод от Сан-Пауло (Бразилия) до Санта-Крус (Боливия), его длина 3000 км. Он будет самый крупный в Латинской Америке, войдет в эксплуатацию в 1977 г.

Нефтепереработка. В 1976 г. в Бразилии имелось 11 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 49,3 млн. т нефти в год. С начала 60-х годов в связи с развитием промышленности и постепенным отходом от монокультурного сельскохозяйственного производства (кофе) в стране заметно возрастает потребление нефтепродуктов. Так, в 1960 г. оно составило 11,9 млн. т, а в 1975 г. — около 42 млн. т. В связи с этим была увеличена мощность большинства действующих нефтеперерабатывающих заводов (а их было в 1950 г. всего лишь четыре) и построены новые заводы в Белу-Оризонти, Порту-Алегри, Кубатане, Рио-де-Жанейро, Матарипи и др. В 1976 г. из 10 нефтеперерабатывающих заводов 8 заводов принадлежали компании «Петробраз», общая мощность их составляла в том же году около 47 млн. т в год.

Несмотря на быстрое развитие нефтепереработки, Бразилия пока импортирует примерно около 1,5 млн. т нефтепродуктов в год (главным образом мазут, дизельное топливо и бензин).

Для импорта нефти и нефтепродуктов Бразилия использует два порта — Порилегри и Сан-Себастьян, а также увеличивает государственный танкерный флот. Государственная компания «Петробраз» в 1975 г. имела 42 танкера общим тоннажем более 2 млн. т. В Бразилии имеется несколько морских причалов: в Мадриде-Деуис Ильес (Баия), Альба-Вальта (Сержипи), Трамандаи (Риу-Гранди-ду-Сул), Сан-Себастьяне (Сан-Паулу). Причал Сан-Себастьян может принимать суда грузоподъемностью до 115 тыс. т, а после предполагаемой реконструкции — до 230 тыс. т. Компания «Петробраз» имеет несколько нефтепроводов, наиболее крупные из них Рио-де-Жанейро — Белу-Оризонте (365 км) Сан-Себастьян — Кубатан (120 км), Трамандаш-Камбе (100 км). Трубопровод

Рио-де-Жанейро — Белу-Оризонте имеет пропускную способность 2,6 млн. т в год. Вначале этот трубопровод использовался для транспортировки нефтепродуктов, теперь он используется для нефти.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Бразилия обладает большим гидроэнергетическим потенциалом, который оценивается в 150 тыс. кВт, из них более 50% сосредоточено в малонаселенных районах страны [1], используется всего лишь 10 млн. кВт. До сих пор не используются гидроэнергетические ресурсы на реках Риу-Гранде, Парана и Паранаиба, где сосредоточено 35 млн. кВт гидроэнергетических ресурсов. В начале 70-х годов между Бразилией и Парагваем достигнуто соглашение о совместном строительстве на р. Парана гидроэлектростанции с установкой 14 агрегатов по 765 МВт каждый. Ввод в эксплуатацию четвертого агрегата намечен на 1980 г. Электроэнергия этой ГЭС будет подаваться на расстояние до 1200 км. К 1980 г. мощность ГЭС будет доведена до 30 тыс. МВт. В настоящее время в стране строится и реконструируется 40 ГЭС, большинство из них на реке Парана и ее притоках, гидроэнергетический потенциал их оценивается в 25 тыс. МВт.

Установленная мощность всех электростанций страны к 1975 г. составляла 17 199 МВт, в том числе мощность ГЭС — 11 млн. кВт.

По прогнозным данным, общая мощность всех электростанций Бразилии в 1990 г. будет составлять 72 млн. кВт, а потребление электроэнергии достигнет 272 ГВт·ч. Примерно 72% общей мощности электростанций сосредоточено в юго-восточной части страны. Это густонаселенный район, в котором проживает 52% населения Бразилии.

Производство электроэнергии в Бразилии в млрд. кВт·ч:

1938 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.
3,0	8,0	13,7	22,9	31,6	47,1	64,6	70,0

Бразилия располагает относительно крупными запасами урана. Еще в 1905 г. в штате Баия, в 280 км к северо-западу от г. Сальвадора, было открыто месторождение циркониевых руд, в которых содержится до 75% окиси циркония, 0,4% окиси урана и 0,2% окиси тория.

В 1953 г. в штате Минас-Жерайс на пирохлоровых месторождениях Барейру-ди-Араша и на месторождении Тапира также обнаружен уран. Месторождение Тапира расположено примерно в 55—60 км от месторождения Араша.

В 1962 г. в штате Баия открыто крупное урано-ванадиевое месторождение Тукано и такое же месторождение Олиндо (штат Пернамбуку). Уран имеется и в угольных залежах района Камбуи (штат Парана). Общие запасы окиси урана в Бразилии оцениваются примерно в 30 тыс. т и окиси тория — 70 тыс. т.

По законам Бразилии поисками и разработкой радиоактивных минералов может заниматься только государство. В 1949 г. в Бразилии были созданы Национальный исследовательский центр физических исследований, Комиссия по атомной энергии, Институт атомной энергетики и Инженерно-ядерный институт.

---

[1] «Mundo elet», 1975, v. 16, No. 184, p. 8—12 and No. 185, p. 16.

Комиссия по атомной энергетике координирует работу всех этих организаций. В стране работает завод по обогащению урана.

Мощность первой в стране АЭС составляет 624 МВт. Общее потребление энергии в Бразилии и прогноз на 1980 г. в млн. т у. т. [1]

1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
58,9	83,0	117,0	169,0

Душевое потребление всех видов энергии в Бразилии в 1975 г. составило немногим более 1 т в год.

Предполагается, что до 2000 г. оно будет увеличиваться и составит в кг у. т. на 1 человека в год:

1980 г.	1985 г.	1990 г.	2000 г.
1363	1629	1926	2861

ВЕНЕСУЭЛА

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

Запасы угля в Венесуэле незначительны — 3 млрд. т.

В стране имеется шесть крупных угольных месторождений и одно небольшое месторождение Коро, расположенное на севере страны. Наиболее крупные месторождения угля находятся в бассейне Нарикуали-Унар, на границе с Колумбией и в Лобатера (юго-запад) [2]. Особенно перспективны три угольных месторождения: Тагира, Зулиа и Нарикуал. Последнее месторождение расположено в легко доступном районе вблизи г. Барселона. Здесь техническое оснащение угольных шахт значительно лучше, чем в других районах. Бурый уголь этих месторождений с низкой зольностью и большим содержанием летучих соединений (32—48%). В Венесуэле известно также несколько небольших месторождений угля в штатах Ансоатеги, Фалькон, Гуарико, Сулия и Арагуа. В 1975 г. в Венесуэле добыто около 60 тыс. т угля. Сейчас добыча угля в стране форсируется. В 1980 г. намечается довести ее более чем до 50 млн. т.

Техническое оснащение шахт слабое; в последние годы они модернизируются благодаря государственным субсидиям. Особенно активно реконструкция шахт проводится в угольном бассейне Лобатера.

Нефть

В 1974 г. в Венесуэле были переоценены разведанные запасы нефти. Они составляют теперь 2080 млн. т. Кроме того, в долине р. Ориноко имеются большие запасы тяжелой нефти, но пока они не разрабатываются.

Основной нефтяной бассейн — Маракайбо, в центре которого находится одноименное озеро. До 1937 г. бассейн Маракайбо был единственным в стране, в котором добывалась нефть в промышленных размерах.

---

[1] «Mundo elet», 1975, v. 16, No. 185, p. 16.

[2] «World Coal», 1975, v. 1, No 1, p. 36—39.

На северо-восточном берегу оз. Маракайбо находится огромное нефтяное месторождение Боливар, которое простирается в длину на 86 км, ширина его достигает 40 км. Месторождение Боливар было открыто в 1917 г., а разработка его началась в 1922 г. К юго-востоку от Боливара расположено месторождение Мене-Гранде, где в 1914 г. была обнаружена первая промышленная нефть Венесуэлы. На западном берегу оз. Маракайбо находятся месторождения Ла-Пас, Мара, Консепсион, Сибукара и др.

Предгорный бассейн Ориноко по размерам добычи нефти и ее запасам занимает второе место после бассейна Маракайбо. Наиболее крупным здесь является нефтяное месторождение Квириквире, дающее около 1/4 всей добычи бассейна.

На юге страны выделяется Прендандийский бассейн Апуре-Баринас. Первое месторождение нефти Синко-Сильвестре было открыто в 1948 г. По территории этот бассейн почти равен бассейну Маракайбо, но по объему добычи нефти он занимает незначительное место. Бассейн считается перспективным.

Всего в Венесуэле выявлено более 230 нефтяных месторождений. После открытия месторождения Ла-Роса (1922 г.) нефтяные ресурсы Венесуэлы привлекли внимание иностранных компаний. В 1928 г. в стране насчитывалось около 40 нефтяных компаний, хотя бурением скважин занимались немногие из них.

В годы первой мировой войны, когда нефть стала стратегическим сырьем, США начали борьбу с Англией за иноземную нефть, в том числе и за нефть Венесуэлы. Вслед за Ла-Роса были открыты месторождения Эль-Мене, Ла-Пас, Консепсион, а в 1927 г. месторождение Лагунильяс, они давали 35% общей добычи нефти.

С развитием нефтяной промышленности большое значение начало приобретать нефтяное законодательство. За 1922—1942 гг. в Венесуэле шесть раз издавались новые нефтяные законы, но они мало чем отличались один от другого. Основной смысл их оставался прежним: иностранному капиталу предоставлялось широкое поле деятельности. Обилие нефтяных законов в стране, порой противоречащих один другому, создавало частые недоразумения и путаницу. В 1942 г. все ранее изданные нефтяные законы были отменены, а в 1943 г. принят новый закон, разработанный американской юридической фирмой «Гувер-Кэртис-Раби». Этот закон ярко отражал интересы иностранных нефтяных монополий. Срок концессий был продлен до 40 лет. Среди множества привилегий, предоставляемых новым законом концессионерам, была и одна беспрецедентная: концессионер мог не заниматься буровой деятельностью.

К 1973 г. США контролировали 59% общей добычи нефти в Венесуэле, к 1959 г. — 67%, а доля англо-нидерландского капитала снизилась до 33%. В 60-х годах в политической и экономической жизни страны произошли большие перемены, что неизбежно сказалось и на государственной нефтяной политике.

В 1958 г. в Венесуэле вспыхнуло восстание. Прогрессивные силы страны потребовали ограничения деятельности иностранных нефтяных монополий, создания и расширения государственного сектора в национальной нефтяной промышленности. В 1960 г. в Венесуэле была образована государственная нефтяная компания «Корпорасьон венесолана де Петролео» («Корвепет», или «КВП»), на которую возлагалась обязанность осуществлять все важнейшие операции

в нефтяной промышленности страны. Одновременно правительство решило прекратить предоставление нефтяных концессий на поиски и добычу нефти частным лицам и компаниям. Под влиянием требований прогрессивных сил страны в марте 1965 г. президент Венесуэлы Р. Леони сформулировал в своем послании конгрессу следующие основные положения в области нефтяной политики:

1) расширение участия государства в эксплуатации нефтяных ресурсов страны;

2) защита экспортных цен на нефть и нефтепродукты;

3) поддержка политики Организации стран — экспортеров нефти;

4) развитие деятельности государственной нефтяной компании;

5) сохранение в силе закона, запрещающего выдачу нефтяных концессий частным компаниям.

Так, официально была сформулирована нефтяная политика правительства Р. Леони. Однако на деле она расходилась с официальной декларацией, практически ограничивалась повышением налогов с иностранных нефтяных компаний. По-прежнему ведущая роль в нефтяной промышленности Венесуэлы принадлежала иностранным компаниям. Девять десятых добываемой в стране нефти контролировали 13 иностранных компаний и три небольших национальных компании. Эти три компании добывали всего 0,5% нефти в Венесуэле и располагали лишь 2% общих запасов. Непрерывные уступки иностранным нефтяным компаниям мешали развиваться национальным нефтяным компаниям. Их деятельность была «заморожена». Иностранные же компании разрабатывали самые крупные нефтяные месторождения, расположенные в районе оз. Маракайбо.

Добыча нефти в Венесуэле (в млн. т):

1940 г.	1945 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.
27,4	46,3	78,2	112,4	147,8	181,0

1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
193,0	168,2	175,3	156,2	124,0

Примерно две трети общей добычи нефти приходится на подводные месторождения.

Снижение добычи нефти с 1974 г. объясняется тем, что США отказались повысить цену на венесуэльскую нефть и ограничили закупки нефти в этой стране. Рокфеллеровская нефтяная компания «Креол» в течение ряда лет (вплоть до энергетического кризиса 1943 г.) применяла к венесуэльской нефти политику дискриминации, что нанесло тяжелый удар экономике Венесуэлы. Достаточно сказать, что к концу 1974 г. в стране бездействовало 8211 нефтяных скважин. По этой причине Венесуэла вынуждена была с 1972 г. снизить добычу нефти. Нефтедобывающая промышленность Венесуэлы до 1976 г. полностью была ориентирована на внешний рынок.

До 1970 г. по размерам экспорта нефти Венесуэла занимала первое место в мире, теперь ее опередили Саудовская Аравия и Иран.

Размеры экспорта нефти из Венесуэлы (в млн. т):

1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.
66	85	106	122	127	107	110	92,3

Для иностранных нефтяных компаний нефтяная промышленность Венесуэлы была источником больших доходов. В 1973 г. только чистая прибыль иностранных компаний в нефтяной промышленности Венесуэлы составила 7 млрд. долл. В 1975 г. там действовало 20 иностранных компаний (из них 16 принадлежало США). Под давлением общественного мнения, длительных и настойчивых требований трудящихся с января 1976 г. Венесуэла национализировала нефтяную промышленность. Это открыло большие перспективы для ее дальнейшего развития. Создана национальная государственная нефтяная компания «Петровен». В ее состав входят 15 филиалов, созданных на базе бывших иностранных концессий.

Нефтепереработка. Англо-американские нефтяные монополии добывали нефть в Венесуэле, но перерабатывали ее за пределами страны. Центром нефтепереработки венесуэльской нефти они сделали острова Карибского моря Кюрасао и Аруба (владения Нидерландов).

Еще в 1914 г. англичане построили на о. Кюрасао нефтеперерабатывающий завод. В 1929 г. они реконструировали этот завод, увеличив его производственную мощность. В том же году американская компания «Стандард ойл оф Индиана» построила на о. Аруба завод для переработки венесуэльской нефти.

В годы второй мировой войны на о. Аруба было построено еще два завода для производства авиационного бензина и один завод на о. Кюрасао. Острова Кюрасао и Аруба и сейчас продолжают оставаться базой для переработки венесуэльской нефти.

По закону 1943 г. концессионеры обязывались не менее 15% добываемой нефти перерабатывать в Венесуэле. Началось строительство небольших заводов, число которых в 1948 г. достигло 11, а общая мощность составляла 5,5 млн. т в год.

В 1974 г. в Венесуэле было 12 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 76,6 млн. т в год (при годовой мощности нефтедобычи более 190 млн. т), из них более 66% общей мощности приходилось на заводы, принадлежащие компаниям «Креол» (в Амуае) и «Шелл» (в Пунта-Кардон). Государственная нефтяная компания имеет всего один завод в Мороне, мощность которого 1,2 млн. т нефти в год. В 1974 г. заводы Венесуэлы переработали 62 млн. т нефти, а добыча ее в том же году составила 156 млн. т. По-прежнему большая часть нефти экспортируется за пределы Венесуэлы.

Венесуэла — страна, располагающая большими нефтяными ресурсами, но потребление их незначительно: в 1974 г. душевое потребление нефтепродуктов в Венесуэле было самое низкое в Латинской Америке — 215 кг в год. В том же году общее потребление нефтепродуктов в Венесуэле составило всего 12,9 млн. т (при добыче нефти 156 млн. т), из них 43% приходилось на котельное топливо. Иностранные монополии вывозят из Венесуэлы не только нефть, но и нефтепродукты. Так, в 1974 г. из Венесуэлы было вывезено 1,3 млн. т готовых нефтепродуктов. Надо полагать, что национализация нефтяной промышленности внесет существенные изменения в нефтяное хозяйство Венесуэлы, в том числе в нефтепереработку и потребление нефтепродуктов.

Газ

До 1960 г. попутный нефтяной газ в Венесуэле использовался очень мало. Свыше 71% его сжигалось в факелах.

По уровню запасов и добыче природного газа Венесуэла занимает первое место среди стран Латинской Америки. В 1976 г. на ее долю приходилось более 40% разведанных запасов газа этого региона. К концу 1975 г. они оценивались в 1215 млрд. м³, а в конце 1965 г. они составляли 850 млрд. м³. Почти 97% запасов газа Венесуэлы — попутный газ нефтяных месторождений и лишь 3,2% — свободный газ. Более 62% общих запасов газа сосредоточено в бассейне Маракайбо.

Заметно увеличилась переработка газа. Объем утилизированного газа в 1975 г. достиг 88,7% валовой добычи.

Государственная нефтяная компания «КВП» в 1975 г. контролировала около 82% продажи газа в стране. К концу указанного года она имела 1469 км магистральных газопроводов (общее количество их в стране 3233 км). К началу 1976 г. в стране имелось 16 установок по извлечению из газа жидких углеводородов. Они перерабатывали в 1975 г. 45 млн. м³ газа в сутки. Жидкие углеводороды Венесуэла экспортирует.

Разведанные запасы природного газа в Венесуэле, по уточненным данным 1975 г., оцениваются в 1215 млрд. м³. Основные запасы природного газа сосредоточены в бассейне Маракайбо и в меньших размерах в бассейне р. Ориноко, в штате Ансоатеги. Добывается газ и в штате Монагас, но здесь условия для развития его добычи неблагоприятные: газовые месторождения удалены от потребителей на большое расстояние, и только с середины 60-х годов условия улучшились — был проложен газопровод Монагас — Пуэрто-Ордас. Общая протяженность газопроводов страны в 1973 г. составляла 2150 км, из них наиболее крупные Эль-Робле — Каракас (длиной 325 км), Лечесо — Каракас, Маре — Пальмарехо-де-Мара — Карраскеро.

В последнее время изучается вопрос о строительстве газопровода, который должен связать Венесуэлу и Эквадор с США, его длина 3200 км. Трасса его пройдет по территории Колумбии, Панамы, Коста-Рики, Никарагуа, Гондураса, Сальвадора, Гватемалы и Мексики до Техаса (США).

Добыча газа представляется в следующем виде (в млн. м³):

1950 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
1117	4606	6538	8200	10 600

Для страны, располагающей сравнительно большими запасами газа, такая добыча незначительна. Иностранные компании не уделяли должного внимания утилизации попутного газа. С 60-х годов в Венесуэле начало развиваться производство жидких углеводородов из газа. Этим производством в основном занимаются иностранные компании, особенно активно «Креол».

В 1969 г. в Венесуэле был принят закон, по которому весь газ, не используемый нефтяными компаниями, после извлечения из него жидких углеводородов должен сдаваться бесплатно государственной компании «КВП». Сжиженный газ экспортируется из Венесуэлы танкерами в Бразилию, Аргентину и на острова Кюрасао и Аруба. Сжигание газа в факелах теперь резко сократилось.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Венесуэла располагает значительными гидроэнергетическими ресурсами. В 1975 г. они оценивались в 40 тыс. МВт, а пригодные к использованию — в 12 195 МВт. В основном они приходятся на реки Карони, Санто-Доминго,

Урибанте и Капаро. По запасам гидроэнергии Венесуэла занимает третье место в Латинской Америке после Бразилии и Колумбии, основная часть электроэнергии производится на тепловых электростанциях.

До 50-х годов производство электроэнергии в Венесуэле развивалось медленно. Основную часть ее потреблял бытовой сектор. С 50-х годов положение в электроэнергетике страны начало заметно меняться. Развивающаяся промышленность стала основным потребителем электроэнергии. Количество мелких дизельных электростанций в сельском хозяйстве стало сокращаться, мелкие электростанции были ликвидированы. В Венесуэле была разработана и осуществляется 20-летняя программа развития электроэнергетики. Она предусматривала строительство крупных ТЭС и создание единой электроэнергетической системы страны. Большое внимание в этой программе уделялось использованию гидроэнергетических ресурсов, особенно р. Карони. Предусматривается постройка на ней ряда ГЭС большой мощности. Производство электроэнергии в 1974 г. составило 16,4 млрд. кВт·ч. С 1960 г. в Венесуэле эксплуатируется опытный атомный реактор, установленный в Институте научных исследований в Каракасе мощностью 3 МВт. АЭС в стране нет.

КОЛУМБИЯ

Колумбия располагает значительными энергетическими ресурсами. Особенно велики запасы угля. Примерно 80% общих запасов угля в Южной Америке приходится на Колумбию. Общие запасы угля здесь оцениваются в 125 млрд. т, из них разведанные от 10 до 14 млрд. т. Наиболее крупные запасы угля сосредоточены в департаментах Кундинамарка, Бояка, Сантандер, Кальдас и Каука. Месторождение Эль-Серрехон пригодно для открытой добычи, запасы здесь оцениваются в 100 млн. т. Усиленная разработка его начнется с 1981—1982 гг. Предполагается ежегодно добывать до 5 млн. т угля. Угли самых различных сортов, но наибольшее количество их — коксующиеся, высокого качества, с очень низким содержанием серы. Такой уголь залегает и добывается в районе Боготы и в меньших размерах на севере страны, в департаменте Сантандер. Наиболее активно разрабатываются угольные месторождения в бассейне Каука. Добыча угля в Колумбии в последние годы превысила 4 млн. т в год.

Несмотря на значительные запасы угля, основу топливно-энергетического баланса составляет жидкое топливо, доля которого в общем энергетическом балансе страны превышает 52—53%.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Нефть и газ

В 1975 г. разведанные запасы нефти в Колумбии были пересмотрены и оценены в 89 млн. т. Промышленная добыча нефти в Колумбии начала развиваться с 1922 г. До 1926 г. она была сосредоточена главным образом в долине р. Магдалена на месторождении Де-Марес.

В 1926 г. в Колумбии был введен в эксплуатацию нефтепровод, соединивший нефтяной промысел Де-Марес с океанским портом. Колумбийская нефть получила выход на международный рынок. Добыча нефти в стране начала увеличиваться и в 1929 г. возросла до 2,9 млн. т.

В нефтегазоносном бассейне р. Магдалена расположена концессия Де-Марес, занимающая площадь более 500 тыс. га по правому берегу р. Магдалена. До 1951 г. концессия Де-Марес принадлежала компании «Тропикал ойл». В августе 1951 г. часть концессии Де-Марес (месторождения Ла-Сира и Инфантес) перешла во владение общества «Эмпреса насиональ де петролио», половина акций которой теперь принадлежит «Тропикал ойл» и половина правительству Колумбии. Однако фактическим хозяином этой концессии по-прежнему является американский капитал. В 1951 г. «Тропикал ойл» получила новое название — «Интернэшнл петролеум компани оф Колумбия» («Интеркол»). Изменилось не только название, но и область ее деятельности: одновременно с добычей нефти компания стала заниматься поисково-разведочными работами. В настоящее время в Магдаленском нефтяном районе эксплуатируется свыше 12 нефтяных месторождений: Инфантес, Ла-Сира, Кантагала, Кантал-Эрмитано, Касабе и др.

Район Барко-Колон занимает южную часть крупного Маракайбского бассейна (Венесуэла). Здесь эксплуатируются нефтяные месторождения Петролиа, Рио-де-Оро, Карбонера, Сардината, Тибу и др. С 1962 г. в этом районе имеет концессию компания «Коломбиан петролеум» («Колпет») — филиал компании «Техас петролеум» и «Сокони вакуум».

В Прикарибском (Нижнемагдаленском) бассейне известно более пяти нефтяных месторождений. Наиболее крупными из них являются Дифисил, Кикуко и Сину, открытые в конце 50-х годов.

Размеры добычи нефти в Колумбии следующие (в млн. т):

1940 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
3,4	4,8	5,5	7,7	8,8	11,0	11,2	9,4	8,7	8,0

Поисково-разведочные работы в Колумбии сосредоточены главным образом в заливе Ураба, на полуострове Гуахира, в прибрежной полосе Карибского моря и в районе Путумайло. В последние годы иностранные компании сократили разведочное бурение, особенно в бассейне Льянас из-за недостаточно высокой цены на нефть, в результате добыча нефти в стране начала сокращаться. Между тем правительство Колумбии поставило задачу к 1985 г. покрывать потребности страны в энергетических ресурсах за счет собственной добычи.

В Колумбии, как и во многих других нефтедобывающих странах Латинской Америки, в течение длительного времени идет активная борьба народа против засилия иностранных монополий, захвативших нефтяные ресурсы страны.

Последний нефтяной закон в Колумбии был принят в 1961 г., он отменил все ранее принятые нефтяные законы, но не изменил условий деятельности иностранных компаний. Срок нефтяных концессий сократился с 50 до 30 лет, срок на поиски нефти — с 13 до 8 лет. Несколько уменьшились размеры концессионных участков и повысилась арендная плата (с 75 центов до 1 долл. за 1 га, а для восточных районов с 45 центов до 3 долл). Отчисления с добычи нефти установлены в размере 11,5% от валовой продукции для заандских районов и 13% для других районов (т. е. еще ниже, чем в Венесуэле). Иностранные компании с удовлетворением отнеслись к закону 1961 г. Более 78% общей площади нефтяных концессий в Колумбии принадлежит трем нефтяным компаниям США («Коломбиан петролеум», «Интернэйшнл петролеум» и «Техас петролеум»), и только небольшой частью концессионной площади владеет государственная нефтяная компания «Эмпреса Коломбия петролио» («Экопетроль»).

В 1973—1974 гг. «Экопетроль» значительно увеличила свою долю добычи нефти, она выкупила у некоторых иностранных компаний нефтяные промыслы или увеличила свою долю акций в смешанных компаниях. В результате этих мер доля государственного сектора в общей добыче нефти возросла с 14% в 1970 г. до 36,9% в 1974 г., остальную часть добывают иностранные компании, из них более половины приходится на долю «Коломбиан петролеум». С конца 1970 г. «Экопетроль» перешла к практике заключения подрядных контрактов на проведение поисково-разведочных работ и разработку нефтяных и газовых месторождений. В 1975 г. были аннулированы все ранее заключенные соглашения на разведку и разработку нефтяных месторождений.

В Колумбии имеется несколько магистральных трубопроводов, в основном они предназначены для экспорта нефти и нефтепродуктов и почти все они принадлежат иностранным компаниям.

Наиболее крупные из них Эль-Сенбро-Мамональ (протяженность 538 км) и Петролеа-Ковеньяс (421 км). Два нефтепровода соединяют концессии у г. Де-Марес (в долине р. Магдалена) и у г. Барко (Маракайбская низменность) с перевалочной нефтебазой в г. Мамональ. Промыслы Веласкес соединены нефтепроводом с г. Галан (183 км), промысел Тетуан связан трубопроводом с нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в г. Гуамо, нефтяные промыслы Тибу и Петролеа — с г. Ковеньяс (450 км). Большой нефтяной промысел Сикуко соединен 18-км отводом с магистральным нефтепроводом. Таких небольших отводов трубопроводов в Колумбии несколько. От г. Галан до г. Богота проложен 388-км продуктопровод. От Пуэрто-Беррио до Медельина построен 198-км отвод. От порта Буэнавентура до Кали (побережье Тихого океана) проложен продуктопровод протяженностью 100 км. Новые нефтепроводы построены между Орито-Тумако (310 км) и между Лаго-Агрио и Пуэрто-Колон.

Запасы природного газа в Колумбии (без попутного нефтяного) к началу 1975 г. оценивались в 116 млрд. м³. Но большая часть газа до сих пор сжигается в факелах или просто выбрасывается в атмосферу. Государственная нефтяная компания «Экопетроль» не имеет средств финансировать развитие добычи газа, а иностранные компании пока не считают для себя выгодным заниматься этим делом, поэтому добыча газа в стране находится на очень низком уровне (2—3 млрд. м³ в год). Между тем, только месторождения Бальена, Чучупа и Риоача могут давать не менее 113 млн. м³ газа в сутки. Предполагается эксплуатировать газовые месторождения на полуострове Гуахира и в акватории Карибского моря. Только в 1962 г. в Колумбии был построен магистральный газопровод от месторождения в районе Сикуко до Барранкилья длиной 210 км, диаметром 278 мм. Пропускная способность его 485 млн. м³ в год. В 1970 г. был сдан в эксплуатацию второй газопровод длиной 312 км от нефтяного промысла Орито до побережья Тихого океана, производительность его 16 тыс. м³ газа в сутки. При наличии двух небольших газопроводов добыча газа в стране в больших размерах невозможна.

Нефтепереработка. В течение длительного времени добываемая в Колумбии нефть вывозилась в США и Западную Европу, главным образом в Англию, лишь только незначительная часть перерабатывалась в Колумбии для обеспечения потребности в нефтепродуктах иностранных компаний. С середины 50-х годов положение в Колумбии стало заметно изменяться. В настоящее время примерно 70% добываемой нефти в стране перерабатывается в Колумбии и около 30% от-

правляется на экспорт. До 50-х годов в Колумбии имелось лишь два нефтеперерабатывающих завода. Один из них расположен в Барранкабермехе мощностью 4 тыс. т нефти в сутки. Он имеет в своем составе установки прямой гонки для производства смазочных масел и битума. Второй завод находится в Петролеа. Производительность его 120 т нефти в сутки. Несмотря на мизерную мощность этих заводов, они не были полностью загружены. Иностранные компании предпочитали перерабатывать колумбийскую нефть за пределами страны.

После 1950 г. эти заводы были реконструированы, мощность их увеличилась. Началось строительство новых заводов: в Картахена, в Дорадо, в Тибу и др. К 1975 г. в Колумбии имелось шесть нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 8,6 млн. т в год. Самый большой завод находится в г. Барранкабермеха. Он принадлежит государственной компании «Экопетроль», мощность его 4 млн. т нефти в год. Второй по величине завод расположен в Картахене.

В начале 70-х годов Колумбия начала самостоятельно экспортировать нефтепродукты и нефть. Потребление нефтепродуктов в Колумбии в 1970 г. составило 5,3 млн. т, а в 1974 г. — 7,2 млн. т. Большим препятствием является удаленность нефтедобывающих районов от основных рынков сбыта и центров нефтепереработки. Производство нефтепродуктов в 1974 г. составило 8,6 млн. т (из них более 5 млн. т бензин и дизельное топливо).

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

По установленным мощностям электростанций Колумбия занимает четвертое место среди стран Южной Америки, а по производству электроэнергии — шестое место среди стран Латинской Америки (в начале 70-х годов на одного жителя приходилось примерно 440—450 кВт·ч в год). Намечена большая программа развития электроэнергетики страны. Предполагается к 1980 г. довести общую установленную мощность всех электростанций страны до 6000 МВт (в 1971 г. она составляла немногим более 2417 МВт). Особенно широко должно развернуться строительство ГЭС.

Общий гидроэнергетический потенциал Колумбии оценивается в 3850 млн. кВт·ч, в том числе экономически целесообразно использовать 334,2 млн. кВт·ч. К 1972 г. было освоено менее 3% экономичного гидропотенциала. Намеченная программа развития электроэнергетики осуществляется успешно. В 1975 г. сдана в эксплуатацию крупная ГЭС в стране на р. Бата. Эта ГЭС рассчитана на две очереди с установкой восьми агрегатов по 125 МВт каждый. Строительство ее осуществляет одна из итальянских электрических компаний. Все ГЭС в стране в основном расположены в бассейнах р. Магдалена и ее притока Каука. На тихоокеанском побережье находятся в основном мелкие дизельные электростанции и на побережье Карибского моря — ТЭС. Тепловые электростанции работают главным образом на жидком топливе и частично на газе, а в департаментах Бояка и Кундинамарка — на местных углях. В производстве электроэнергии основная роль принадлежит государству.

В 1958 г. создана Правительственная комиссия по атомной энергии, а в 1959 г. — Институт ядерных проблем, в котором работает опытный атомный реактор. В 1955 г. все радиоактивные вещества были объявлены государственной собственностью. Поиски и разработка их разрешена только государству.

АВСТРАЛИЯ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Уголь

В энергетике Австралии большое значение имеет уголь. Он обеспечивает почти на 50% потребность страны в первичной энергии. Разведанные запасы каменного угля оцениваются в 24,4 млрд. т, из них экономически выгодны к разработке 12,8 млрд. т (до глубины 600 м). Запасы угля сосредоточены в трех восточных штатах: Квинсленде, Новом Южном Уэльсе и Виктории (95% общих запасов). Значительная часть общих запасов приходится на коксующийся уголь.

В 1974 г. в стране открыто новое крупное месторождение угля высокого качества (в 192 км к западу от г. Маккай, штат Квинсленд). Запасы угля там оцениваются в 300 млн. т. Запасы бурого угля в Австралии 55 млрд. т. Они сосредоточены в штате Виктория. Бурый уголь добывается только открытым способом. Запасы бурого угля в долине Латроб-Вэлли оцениваются в 10 млрд. т. Большинство месторождений Австралии содержит каменный уголь. Антрациты практически не встречаются.

Основной угледобывающий район — Новый Южный Уэльс. Здесь добывается примерно 70% общей добычи угля в стране. С 60-х годов стала заметно возрастать роль Квинсленда (20%), который стал районом добычи экспортного угля. Угольные месторождения этого штата связаны железной дорогой с портом Гладстон для торговли с Японией, куда в 1975 г. экспортировано 32,4 млн. т угля.

Небольшие угольные месторождения имеются в Западной и Южной Австралии в штате Виктория и на о. Тасмания. Они дают не более 1% общей добычи угля в стране. Размеры добычи угля в Австралии таковы (в млн. т):

1960 г.	1965 г.	1970 г.	1973 г.	1975 г.
38	29,2	47,5	60	78

Примерно 75% общей добычи угля добывается подземным способом и только 25% — открытым.[1] К 1980 г. Австралия будет добывать до 88 млн. т угля в год.

В Новом Южном Уэльсе примерно 10% угля добывается открытым способом на крупнейшем месторождении страны Ку.

В 1971 г. 60% угольной промышленности Австралии принадлежало иностранному капиталу — Японии и США. В 1973 г. после прихода к власти правительства лейбористов была поставлена задача сосредоточить добычу угля в руках государства. Правда, в 1976 г. правительство Австралии дало разрешение американской компании начать разработку месторождения коксующегося угля Норвич-Парк в штате Квинсленд. Предполагается, что здесь будет добываться ежегодно 4,5 млн. т в год. Достигнуто соглашение с Японией о совмест-

[1] «Угольная промышленность», 1976, № 10, с. 2.

ной разработке угольного месторождения Кларенс (Новый Южный Уэльс). Здесь будет добываться 3 млн. т угля в год. Уголь в Австралии добывают 45 фирм, примерно половина общей добычи угля в стране приходится на долю 19 шахт.

Потребление угля в 1975 г. составило 30,2 млн. т. Основной потребитель его — металлургия, потребитель бурого угля — тепловые электростанции. В 1975 г. 22,4 млн. т угля экспортировалось (главным образом в Японию).

Нефть

Первая промышленная нефть в Австралии была получена в конце 1953 г. на месторождении Раф-Рэндж (Западная Австралия). После этого открытия поиски нефти активизировались в штатах Квинсленд и Виктория. В 60-х годах компании «Бритиш петролеум», «Шелл» и «Маратон» активизировали поисковую деятельность в открытом море юго-восточной оконечности Австралии и в районе побережья Нового Южного Уэльса. В 1969 г. началась эксплуатация морских месторождений Гиппсленда. В 1969 г. в Бассовом проливе обнаружено крупное нефтяное месторождение Кингфиш (штат Виктория). Извлекаемые запасы этого месторождения были оценены в 139 млн. т.

Правительство Австралии усиленно поощряет развитие поисков нефти и газа в стране. Еще в 1957 г. оно приняло закон о субсидиях для поисково-разведочных работ. Этот закон предусматривает уплату правительством половины утвержденной стоимости разведочного бурения. Департамент национального развития выдает субсидии в первую очередь компаниям, ведущим поисково-разведочные работы в штате Квинсленд и Новый Южный Уэльс.

Всего в Австралии открыто 45 нефтяных месторождений, большая часть которых расположена в штате Квинсленд (бассейн Боуэн-Сурат). Три нефтяных месторождения открыто на крайнем западе материка в бассейнах Перт и Карнарвон. Одно из месторождений этого бассейна, находящееся на о. Барроу, отличается высокими дебитами скважин. Два подводных месторождения открыты на юге материка (Халибут и Кингфиш). Разведанные запасы нефти в 1974 г. оценивались в 322 млн. т.

Добыча нефти в Австралии представляется в следующем виде (в млн. т):

1965 г.	1966 г.	1967 г.	1968 г.	1969 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.	1974 г.	1975 г.
0,3	0,5	0,9	1,7	2,0	8,3	14,4	15,3	18,1	17,9	19,3

В последние годы добыча нефти практически стабилизировалась на одном уровне. Объясняется это тем, что основное месторождение Муни выработано уже на 88%, а новые месторождения Кингфиш и Халибут, открытые в 1969 г., только недавно начали разрабатываться. Добычей нефти в Австралии занимаются главным образом иностранные компании «Бритиш петролеум», «Шелл», «Берма ойл» и др.

В последнее время рассматривается вопрос о создании в стране национальной государственной нефтяной компании.

В настоящее время Австралия удовлетворяет свои потребности в нефти за счет национальной добычи на 66%. Предполагается, что к 1980 г. этот показатель может снизиться до 33%. Среднегодовые темпы роста потребления

нефти в Австралии в 1970—2000 г. прогнозируется в следующих размерах (в %)

1970—1975 гг.	1976—1980 гг.	1981—1990 гг.	1991—2000 гг.
6,2	7,1	9,0	5,0—6,0

По нашему мнению, эти данные завышенные, тем более, что в последние годы крупных нефтяных месторождений открыто не было.

Нефтепереработка. Первый нефтеперерабатывающий завод в Австралии был построен в 1924 г. в Левертене (штат Виктория). В 1926 г. начал работать нефтеперерабатывающий завод в Сиднее, в 1948 г. — Матравиле (штат Новый Южный Уэльс) и т. д. В настоящее время Австралия имеет одиннадцать нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 36,1 млн. т в год. Они полностью удовлетворяют потребности страны в нефтепродуктах. Размеры потребления их показаны ниже (в млн. т):

1958 г.	1963 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.
8,9	12,4	15,5	22,1	28,2

Доля бензина в общем потреблении нефтепродуктов составляет около 50%. Большинство нефтеперерабатывающих заводов Австралии оснащено передовой техникой. Имеются установки каталитического крекинга, каталитического риформинга, гидроочистки, полимеризации, алкилирования и др. Большинство австралийских заводов перерабатывают смесь тяжелой нефти со Среднего Востока и легкой из Индонезии. С открытием нового нефтяного месторождения в районе Басс-Стрейт (нефть которого легче импортной) заводы перешли на переработку этой нефти.

Газ

Разведанные запасы природного газа в Австралии оцениваются в 818 млн. м³. Промышленная добыча природного газа в Австралии началась с 1969 г. В 1960 г. в бассейне Боуэн-Сурат было открыто газовое месторождение Пиккэнджинни. В 1963 г. в Восточном Внутреннем бассейне обнаружено крупное газоконденсатное месторождение Гиджелпа с запасами более 140 млрд. м³.

В настоящее время в Австралии открыто более 60 газовых месторождений, из которых более 25 расположено в нефтегазоносном бассейне Боуэн-Сурат на востоке Австралии (штат Квинсленд, окраина штатов Новый Южный Уэльс, Южная Австралия). Три газовых месторождения открыты в центральной части Восточного Внутреннего бассейна; из этих месторождений два (Гиджелпа и Муумба) имеют каждое запасы газа свыше 130 млрд. м³. Крупное нефтегазовое месторождение Марлин открыто в 1966 г. на юге страны в бассейне Гипсленд, два небольших газовых месторождения (Донгара, Джин-Джин) и одно нефтегазовое (Ярдарино) обнаружено на крайнем западе страны (бассейн Перт). Несколько небольших газовых месторождений (Куру, Бвата, Барикева, Иехи и др.) выявлено в бывшей колонии Австралии — в Папуа. В 1977 г. начата эксплуатация нового газового месторождения в Бассовом проливе. На побережье будет проложен 38-километровый газопровод в район Мельбурна, где намечено строительство газоперерабатывающего завода.

В 1969 г. в Австралии было закончено строительство трех магистральных газопроводов общей протяженностью 1280 км. Один газопровод длиной 775 км

и диаметром 559 мм предназначен для транспорта газа с месторождений Гиджелпа и Муумба до г. Аделаида — административного и промышленного центра штата Южная Австралия. Второй газопровод протяженностью 170 км и диаметром 762 и 711 мм предназначен для подачи газа с месторождений Бассова пролива в Мельбурн (штат Виктория). По третьему газопроводу протяженностью 435 км и диаметром 275 мм поставляется газ с месторождений Рома (штат Квинсленд) в г. Брисбен. В 1975 г. в Австралии закончилось строительство газопровода Мумба — Сидней протяженностью 1285 км и диаметром 865 мм. Начато строительство газопровода длиной 965 км и диаметром 610 мм, который свяжет газовые месторождения Паям и Купер, а позже и газовые месторождения районов Дампир и Перт.

В 217 км к востоку от г. Мельбурна построен завод по производству сжиженного газа, объем производства которого в 1975 г. был на уровне примерно 1600 тыс. т в год. Австралия экспортирует сжиженный газ в Японию, часть его использует в качестве сырья для производства некоторых нефтехимических товаров. Добыча природного газа в Австралии составила (в млрд. т):

1950 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.
0,470	1,5	1,9	5,2

До 1968 г. Австралия покрывала потребность в газе за счет собственных ресурсов, а с 1968 г. она начала импортировать газ. В настоящее время импорт составляет примерно 1,5—2 млрд. м^3 в год.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

По последним данным, запасы урана в Австралии, рентабельные к разработке по цене на урановый концентрат менее 20 долл/кг, составляют 272,1 тыс. т (из них 204 тыс. т в Северной Территории). Доля Австралии в общих запасах урана капиталистического мира около 22% (при вышеуказанной цене на концентрат урана). В 1969 г. в Австралии открыто богатое месторождение урановых руд в Набарлеке в 225 км к востоку от г. Дарвин, затем — месторождения Рейнджер-1, Джим-Джим и Биатрис. Наиболее богатые запасы урановой руды на месторождении Рейнджир-1. За последнее время выявлены благоприятные перспективы в отношении запасов урана в штатах Западная Австралия и Северная Территория. Предполагается, что производство уранового концентрата в 1980 г. составит 15,4 тыс. т. В конце 1975 г. было принято решение приступить к разработке уранового месторождения Рангер (Северная Территория), где предполагается построить обогатительную фабрику мощностью 3 тыс. т окиси урана в год. Запрещена выдача новых лицензий на разработку урановых месторождений и на поиски их иностранными компаниями. Со строительством АЭС Австралия не торопится, хотя еще в начале 70-х годов было объявлено о намерении построить АЭС в Джервис-Бей.

По производству электроэнергии на душу населения Австралия занимает шестое место в мире. Производство электроэнергии в стране представляется в следующем виде (в млрд. кВт·ч):

1938 г.	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г.	1974 г.
4,4	9,5	15,2	27,5	37,0	49,6	69,8

Общее потребление первичных источников энергии в Австралии в последние годы увеличивалось большими темпами, что подтверждается следующими цифрами (в млн. т у. т.):

1955 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
36	50,8	73,2	около 100	112,7

Министерство минеральных ресурсов и энергетики Австралии разработало программу развития энергетики страны до 2000 г. Она предусматривает, что потребление энергии до конца текущего столетия будет увеличиваться в среднем на 5,7% в год и в 2000 г. будет в 5 раз больше, чем в 1972—1973 гг.

Структура энергетического баланса Австралии представляется в следующем виде (в %):

	1960 г.	1970 г.	1975 г.
Уголь	54	43,6	41,8
Нефть	37,7	48,8	47,8
Природный газ	—	1,8	6,5
Дрова и сахарный тростник	7,1	3,7	2,4
Гудрон	1,2	2,0	1,7

В ближайшие годы, вероятно, будет увеличиваться доля нефти в энергетическом балансе.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Большинство исследователей связывает размеры потребления энергетических ресурсов до конца текущего столетия с ростом населения мира.

За период 1950—1973 гг. среднегодовой темп прироста населения в капиталистическом мире составил 1,8% (в развитых странах 1,1%, в развивающихся 2,2%). За указанный период население в капиталистических странах увеличилось на 882 млн. человек, из них 81% приходится на страны Азии, Африки и Латинской Америки. В 1976 г. население нашей планеты составляло 4 млрд. человек. Если в дальнейшем рост населения будет продолжаться в том же темпе (2% в год), то через 40 лет оно достигнет 8 млрд. человек. Предполагается, что к 2100 г. население Земли составит уже 20 млрд. человек. Таким образом, потребность в энергии должна значительно возрасти.

Английский ученый Э. Буроп [1] высказывает мнение об увеличении концентрации CO_2 в атмосфере в результате сжигания больших количеств топлива на тепловых электростанциях. Он предполагает также, что сжигание огромного количества минерального топлива может привести к повышению средней температуры Земли на 1—2° С, а это в свою очередь может иметь очень серьезные последствия для всего человечества. Поэтому он предлагает с большой осторожностью решать вопросы дальнейшего увеличения производства энергии за счет минерального или ядерного топлива, которое, как известно, не потребляется полностью в замкнутом цикле.

Э. Буроп и другие сторонники подобных взглядов на оценку возрастающего потребления энергии в мире вовсе не предлагают замедлить технический прогресс (который немыслим без развития энергетики); они указывают на необходимость усиленно работать над проблемой повышения эффективности используемой ныне первичной энергии. Так, повышение к. п. д. используемой первичной энергии с 11,5 до 30% уже позволило бы сдержать рост расхода первичной энергии.

В 1975 г. расход энергии на душу населения в США составлял более 12 т у. т. Подобного уровня ФРГ достигнет примерно через 17 лет, остальные капиталистические страны — через 50 лет, а развивающиеся страны значительно позже.

Некоторые прогнозы в области мировой энергетики на период до 2000 г. были слишком оптимистичны и далеки от реальности (особенно те, которые высказаны до 1973 г.). Так, часть исследователей утверждала, что население земного шара к 2000 г. увеличится в 2 раза, а средний уровень жизни людей к этому времени во всех странах достигнет современного ее уровня в наиболее развитых странах. Исходя из этого положения, они делали вывод, что потребность в энергии в мире увеличится к 2000 г. в 10 раз (!) и достигнет величины порядка 70 млрд. т у. т.

---

[1] «Мир науки», 1975, № 1, с. 6.

Большинство же исследователей придерживалось другого мнения, считая, что среднегодовой рост потребления энергии до 2000 г. будет на уровне 5% и, следовательно, мировое потребление энергии к 2000 г. увеличится в 4 раза и достигнет 25 млрд. т у. т. До последнего времени такой прогноз считался более реальным.

Энергетический кризис 1973 г., разразившийся в капиталистических странах, заставил правящие круги ведущих капиталистических стран пересмотреть энергетическую политику в сторону как постепенного изменения структуры топливно-энергетических балансов (снижения в нем доли жидкого топлива), так и уменьшения темпов общего потребления энергии. Вместо ранее принятых среднегодовых мировых темпов роста потребления энергии 5% теперь их определяют меньшей величиной — 3—3,5%; а по некоторым странам — около 2%.

Если мировые темпы роста потребления энергии сократятся до этой величины, то общее потребление энергии в мире будет меньше ранее прогнозируемого — вероятно, окажется меньше 25 млрд. т у. т. Некоторые исследователи эту величину снижают до 20—22 млрд. т у. т.

Есть основания полагать, что «скорректированные» энергетическим кризисом прогнозы мирового потребления энергии до 2000 г. более обоснованы или, по крайней мере, с меньшими пределами погрешности. Видимо, темпы потребления энергии в капиталистическом мире будут понижены.

Потребление энергии в социалистических странах, где бурно развиваются производительные силы, по-прежнему будут увеличиваться. Это доказано опытом социалистического строительства стран — членов СЭВ.

За годы социалистического строительства потребление энергетических ресурсов в странах — членах СЭВ увеличилось во много раз. По данным ООН, потребление топливно-энергетических ресурсов в мире за 1951—1960 гг. ежегодно увеличивалось в среднем на 5%, а среднегодовые темпы прироста потребления энергетических ресурсов в социалистических странах за 1955—1960 гг. составили 11,9%. Поэтому при прогнозировании потребления энергетических ресурсов до конца текущего столетия в социалистических странах следует учитывать особенности быстро развивающихся производительных сил стран социализма.

Следовательно, несостоятелен и прогноз некоторых исследователей Запада относительно перспектив распределения потребления энергетических ресурсов между отдельными регионами и странами мира даже на ближайшее десятилетие. По этим прогнозам, в 1980 г. доля Северной Америки в мировом потреблении энергии сократится до 30—31% с 35% в 1970 г., доля Западной Европы (без социалистических стран) сохранится на прежнем уровне — 20%; на Латинскую Америку и в 1980 г. будет приходиться лишь 5% мирового потребления всех видов энергии. Доля Дальнего Востока и Японии в мировом потреблении энергии возрастет с 9% в 1970 г. до 12% в 1980 г.

Не менее важным в прогнозировании развития мирового энергетического хозяйства является и вопрос о его структуре. До 1973 г. в мировой научно-технической литературе не было недостатка в прогнозах структуры топливно-энергетического баланса как в целом по капиталистическому миру, так и по отдельным странам.

Авторы этих прогнозов утверждали, что доля жидкого топлива, составляющего в настоящее время основу топливно-энергетического баланса капитали-

стических стран, будет увеличиваться примерно до 1985 г., после чего начнется постепенное снижение удельного веса нефтяного топлива.

Эти прогнозы тоже оказались ошибочными. Разразившийся в 1973 г. в капиталистическом мире энергетический кризис вынудил все страны этого мира пересмотреть энергетическую политику, в направлении постепенного изменения структуры топливно-энергетических балансов в сторону снижения доли нефти и увеличения доли угля, а затем и атомной энергии.

Такая тенденция четко определилась во многих странах капитализма уже в первые годы энергетического кризиса. Авторы новых прогнозов утверждают, что эта тенденция будет продолжаться и в будущем.

Видимо, до промышленного освоения новых видов топлива уголь и атомная энергия будут занимать не последнее место в топливно-энергетических балансах стран мира. При этом, по нашему мнению, резкого сокращения доли нефтяного топлива до конца текущего столетия не произойдет. Но примерно со второй половины 80-х годов начнется постепенное снижение доли нефти в мировом энергетическом балансе.

Не следует забывать о том, что мировые запасы нефти составляют лишь 4—5%, природного газа — 3%, а угля 93% от общих мировых запасов ныне широко применяемых источников энергии (по другим источникам данные несколько отличаются).

По данным Американской Национальной Ассоциации по углю при сохранении нынешних темпов роста потребления энергии до 2000 г. будет использовано 87% мировых запасов нефти, 73% мировых запасов природного газа и лишь 2% мировых запасов угля. Есть основания утверждать, что темпы потребления энергии в капиталистическом мире до конца текущего столетия будут меньшими, чем они прогнозировались до 1973 г.

Некоторые прогнозы до 1973 г. утверждали, что мировое потребление нефти в 1990 г. приблизится к 7 млрд. т. Сейчас ясно, что этот прогноз сильно преувеличен. Теперь большинство исследователей оценивают потребление нефти следующими цифрами (в млрд. т): в 1980 г. — 3,7, в 1985 г. — 4,4 и в 1990 г. — 5,2 (в 1975 г. оно составляло 2,9 млрд. т). Потребление газа в капиталистическом мире в 1975 г. оценивалось на уровне примерно 1400 млрд. м³. Предполагается, что в 1980 г. оно увеличится до 1700 млрд. м³, в 1990 г. — до 2200 и в 2000 г. — до 2500 млрд. м³. Существует и более оптимистический прогноз: потребление газа в капиталистическом мире составит в 1985 г. 2,7 трлн. м³ и в 2000 г. — 6,6 трлн. м³. После 1973 г. перед капиталистическим миром остро встал вопрос о новых источниках энергии, на которые следует ориентироваться, чтобы покрыть свои потребности в энергии в будущем, и о реальности перехода к использованию новых нетрадиционных источников энергии.

Атомная энергия

В 60-х годах после первых результатов эксплуатации опытно-промышленных атомных электростанций на Западе высказывались весьма оптимистические прогнозы дальнейшего развития атомной энергетики. Этот оптимизм был основан на преимуществах ядерного горючего. Теплота сгорания урана-235 в 2 400 000 раз превышает теплоту сгорания условного топлива.

В 1953 г. в докладе Комиссии по атомной энергии США отмечалось, что к 2000 г. обычные источники энергии в мире будут исчерпаны, а потому все надежды возлагаются на атомную энергию. Утверждалось, что если человечество в ближайшие годы не освоит в широких промышленных масштабах атомную энергию, его неизбежно постигнет «энергетический голод».

В ряде стран началось строительство АЭС.

Первая в мире промышленная атомная электростанция — Обнинская — была построена в СССР в 1954 г. Мощность ее 5000 кВт. В период с 1954 по 1960 гг. были сданы в эксплуатацию по две АЭС в СССР, США и Великобритании и одна — во Франции. Мощность семи АЭС мира к 1960 г. составила 1030 МВт. За 1960—1968 гг. были построены АЭС и в других странах — Италии, Нидерландах, Японии и Канаде. Общая мощность АЭС девяти стран мира к 1968 г. возросла до 10 ГВт. К 1975 г. АЭС имелись уже в 191 странах мира и их мощность составила 75 млн. кВт. К этому времени уже был накоплен опыт в строительстве и эксплуатации АЭС. Большинство из них по основным показателям приблизились к тепловым электростанциям, некоторые даже превзошли их.

Электрическая энергия, вырабатываемая АЭС, построенными в период 1957—1960 гг., обходилась в 5—10 раз дороже энергии, вырабатываемой тепловыми электростанциями. АЭС, построенные в 1961—1964 гг. были уже в 2—3 раза экономичнее предшествующих.

С 1964 г. начался новый этап в развитии ядерной энергетики — переход от строительства экспериментальных и полупромышленных АЭС к строительству промышленных атомных электростанций. Вырабатываемая на них электроэнергия по издержкам производства начала приближаться к электроэнергии тепловых электростанций.

В недалеком прошлом электрическая энергия, вырабатываемая на АЭС, могла конкурировать с энергией, полученной на тепловых электростанциях, только при мощности АЭС не менее 600 МВт. После 1973 г., т. е. с повышением цен на жидкое топливо, АЭС становятся конкурентоспособными при мощности 100 МВт. Несмотря на это, строительство АЭС в капиталистических странах значительно отстает от ранее принятых программ (особенно в США и Англии).

В настоящее время действующие в мире АЭС оснащены тепловыми реакторами с использованием в качестве топлива обогащенного урана. Эти реакторы характеризуются низкой степенью использования ядерного топлива ^{235}U — не более 1—2% потенциально заключенной в урановом топливе энергии. Для получения атомной энергии на атомных электростанциях, оснащенных такими реакторами, используется лишь ^{235}U, содержащийся в природном уране в количестве примерно 0,7%. Остальные 99,3% природного урана представлены изотопами ^{238}U и ^{234}U, которые в этих реакторах не используются.

Стало быть, дальнейшее развитие атомной энергетики с такими реакторами ограничено запасами урана.

В настоящее время в ряде стран ведутся исследования по созданию реактора-размножителя на быстрых нейтронах. В реакторах-размножителях уран-238 дает плутоний-239, который в свою очередь является еще более активным материалом, чем уран-235. Таким образом, применение реакторов-размножителей позволит использовать более бедные урановые месторождения (вплоть до добычи его из воды океана). Реактор-размножитель на быстрых

нейтронах, эксплуатируемый совместно с реактором на тепловых нейтронах, позволит увеличить выработку энергии с 1 т природного урана в 20—30 раз.

Следовательно, современная атомная энергетика «стоит на пороге» более эффективного использования природного урана, хотя проблема эта во всех деталях пока еще не решена. В США и до сих пор некоторые ученые высказываются против строительства АЭС. Так, профессор биохимии Калифорнийского университета Дж. Найландс в 1976 г. писал: «Строительство атомных энергетических реакторов должно быть приостановлено, так как, по существу, они представляют собой пример трудноуправляемой технологии. Что же касается атомной энергии, то мы уже имеем ее — источник расположен на безопасном расстоянии в 93 млн. миль — на Солнце» [1]. К сожалению, Дж. Найландс не говорит о том, что использование солнечной энергии пока что связано с большими техническими и экономическими трудностями.

По данным некоторых ученых, плутоний-239 токсичнее радия и период его полураспада исчисляется тысячелетиями. Советские ученые считают, что появление плутония в топливном цикле АЭС в быстро растущих количествах, действительно, создает серьезные проблемы в обеспечении безопасной работы АЭС.

Проблемы, связанные с внедрением реакторов-размножителей, как бы они ни были сложны, по мнению советского академика А. П. Александрова, безусловно, разрешимы, но требуют разработки в международном масштабе.

Первый реактор на быстрых нейтронах был создан в США и установлен на АЭС Энрико-Ферми. Коэффициент использования АЭС составил лишь 3,4%. Реактор этот был демонтирован. В настоящее время работают опытные реакторы-размножители в США, Франции и Советском Союзе. Мощность реакторов в первых двух странах 250 МВт. В СССР на одной из АЭС работает реактор-размножитель мощностью 350 тыс. кВт. Сооружается атомный реактор на быстрых нейтронах мощностью 600 тыс. кВт. В США АЭС с реакторами-размножителями мощностью 350—400 тыс. кВт предполагается ввести в эксплуатацию в 1980 г. в Ок-Ридже.

Проектируются более мощные реакторы-размножители на быстрых нейтронах.

Над созданием реакторов на быстрых нейтронах ведутся работы в ФРГ, Бельгии, Нидерландах и Люксембурге.

Франция, Италия и ФРГ заключили соглашение о строительстве в 1974—1977 гг. двух реакторов-размножителей мощностью по 1000 МВт каждый.

Промышленное освоение реакторов на быстрых нейтронах прогнозируется на период 1985—1990 гг., а после 1995 г. на их долю будет приходиться (предположительно) более половины прироста мощностей электростанций. Впредь до освоения реакторов-размножителей стоит задача увеличения мощности ныне применяемых реакторов до 2000 МВт и сокращения сроков сооружения АЭС до шести лет. Некоторые ученые на Западе утверждают, что строительство реакторов-размножителей может быть отложено, как минимум, до конца текущего столетия [3].

---

[1] «Мир науки», 1976, № 4, с. 24.
[2] «Плановое хозяйство», 1974, № 7.
[3] «Мир науки», 1975, № 1, с. 6—8.

По данным некоторых исследователей, эпоха урана-235 в атомной энергетике будет сравнительно непродолжительной, потому что разведанные мировые запасы его относительно невелики.

В течение последних двух с половиной десятилетий продолжаются работы по освоению управляемого термоядерного синтеза. В 1956 г. академик И. В. Курчатов сделал открытое сообщение о термоядерных исследованиях в Советском Союзе. С тех пор был снят покров секретности вокруг термоядерной энергетики и началось международное сотрудничество ученых для разрешения этой проблемы.

В термоядерных реакторах вместо дорогостоящих урана и плутония в качестве топлива используются тяжелые изотопы водорода — дейтерий и тритий. Дейтерий сравнительно дешевым способом может быть получен из воды. Тритий получается искусственным путем.

Таким образом, в термоядерном реакторе решается проблема «топлива». К сожалению, это далеко не единственная проблема на пути освоения термоядерного синтеза. В частности, существует проблема уменьшения теплопередачи стенкам реактора и др.

Предполагается, что в конце текущего столетия будет построен опытный энергетический реактор ядерного синтеза, а в будущем столетии, вероятно, будет осуществляться промышленное использование реакторов этого типа. Меры предосторожности от радиоактивного облучения в этих реакторах значительно проще по сравнению с современными ядерными реакторами.

На XXV съезде КПСС президент АН СССР А. П. Александров сообщил, что советскими учеными в области освоения термоядерной реакции для энергетических целей достигнуты крупные успехи. Создана установка «Токамак-10». На этой установке в лаборатории получена развитая термоядерная реакция. А. П. Александров сказал: «Мы теперь уверены, что на службу народу будут поставлены эти колоссальные термоядерные ресурсы» [1]. Работы по термоядерному синтезу были начаты советскими физиками 25 лет назад под руководством И. В. Курчатова. В результате длительных и упорных исследований в 1976 г. в Институте атомной энергии им. И. В. Курчатова была создана крупнейшая в мире экспериментальная термоядерная установка «Токамак-10». Эта установка предназначена для нагрева водорода до температуры нескольких десятков миллионов градусов и удерживания нагретого вещества в течение продолжительного времени. По мнению академика Е. П. Велихова, установка «Токамак-10» является последним этапом экспериментальных работ. После проведения исследований на ней, а также с учетом результатов, полученных за рубежом на подобных установках, будет создан термоядерный реактор, а затем и термоядерная электростанция.

Одним словом, поиски путей управляемого термоядерного синтеза вступили в новую обнадеживающую фазу.

По мнению некоторых ученых, развитие современной атомной энергетики ставит и серьезную проблему надежного захоронения радиоактивных отходов. Необходимо исключить их проникновение в биосферу, тем более, что количество этих отходов будет увеличиваться.

---

[1] «Правда», 27/II 1976.

Английский ученый Э. Буроп высказал мнение, что при работе реакторов-размножителей при нормальных условиях и при соблюдении правил техники безопасности «угроза окружающей среде от этого источника, по-видимому, меньше, чем от тепловых электростанций, работающих на ископаемом топливе»[1], при этом Э. Буроп подтверждает, что проблема, связанная с радиоактивностью побочных продуктов деления до сих пор окончательно еще не решена.

По некоторым прогнозам, доля ядерной энергии в общем мировом энергетическом балансе составит: в 1980 г. — 20%, в 1990 г. — 60% и в 2000 г. — 75—85%. Академик А. П. Александров также считает, что к концу текущего столетия примерно 60% мирового энергопотребления будет обеспечено атомной, а впоследствии термоядерной энергией.

Прежние прогнозы по развитию атомной энергетики предусматривали в 2000 г. общую мощность АЭС мира 3600 тыс. МВт, а прогноз, опубликованный на 9-й Мировой энергетической конференции в 1974 г. в Детройте, определяет их мощность 5300 тыс. МВт. В 1976 г. был опубликован прогноз о размерах установленной мощности АЭС в капиталистическом мире (в млн. КВт):

	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.	2000 г.
США	40,1	80,2	205,0	385,0	1000,0
Капиталистические страны Западной Европы	18,4	78,1	211,0	375,6	782,6
Япония	6,6	17,0	49,0	84,0	157,0
Прочие страны	3,5	15,8	64,7	159,3	540,0
Всего	68,6	191,1	529,7	1003,9	2479,6

По этому прогнозу, доля ядерной энергии в капиталистическом мире составит: в 1980 г. — 18%, в 1985 — 30% и в 2000 г. — 65%. Конечно, и этот прогноз нельзя считать окончательным.

В последнее время некоторые ученые все чаще подчеркивают, что будущее ядерной энергетики будет ограничиваться требованиями безопасности для окружающей среды.

Наряду с поисками новых источников энергии большое значение имеют исследования, направленные на повышение эффективности использования традиционных источников энергии. В настоящее время потери при использовании энергетических ресурсов очень велики. Средний термический к. п. д. современных установок, генерирующих потенциальную энергию топлива в электрическую или механическую, не превышает 30—38%. Это означает, что 70% потенциальной энергии топлива расходуется непроизводительно. Борьба за лучшее использование энергетических ресурсов — важнейшая и многоаспектная задача современности.

В настоящее время ТЭС сооружаются с агрегатами мощностью 500—800 МВт; в дальнейшем их мощность будет возрастать, что позволит значительно повысить к. п. д. используемого топлива. Сейчас в США работает блок мощностью 1150 МВт. Большое значение имеет и сокращение потерь при передаче электроэнергии на расстояние. В настоящее время напряжение переменного тока уже достигло большой величины. Теперь уже стоит проблема перехода для сверхдальних электропередач (на расстояние 1500 км

[1] «Мир науки», 1975, № 1, с. 6—8.

и более) на постоянный ток, что позволит сократить потери и при передаче электроэнергии.

Одним из перспективных путей развития электротехники является разработка под руководством академиков В. А. Кириллина и А. Е. Шейдлина магнитогидродинамической установки (МГД). После ее испытаний будет решен вопрос о возможности создания промышленной МГД-электростанции. Преобразование тепла непосредственно в электрическую энергию протекает с более высоким к. п. д.

В настоящее время идут настойчивые поиски использования практически неиссякаемых и одновременно «чистых» источников энергии, к которым многие исследователи относят солнечную и водородную энергию.

Солнечная энергия

Использование солнечной энергии с давних пор занимало передовые умы человечества. Еще в 1741 г. знаменитый русский ученый М. В. Ломоносов представил в Российскую Академию наук сочинение, в котором предлагал «отведать электрической силы в фокусе зажигательного инструмента». В 1878 г. на Всемирной выставке в Париже демонстрировалась солнечная паровая электростанция, основанная на применении большого зеркала, фокусирующего солнечные лучи на специальном котле. Аналогичные установки были построены в Калифорнии в 1901 г. (США) и в Египте в 1913 г.

В 1920 г. по проекту французского ученого Ж. Клода опытные солнечные установки были построены на побережье Кубы, а в 1956 г. по его же проекту подобные установки были созданы в Африке, но они оказались неудачными из-за конструктивных недостатков и повреждения тропическими ураганами.

Американский исследователь Г. Люстиг высоко оценивает перспективы использования солнечной энергии. Так, в отношении развивающихся стран он пишет: «Лучшим, а иногда единственным средством освобождения от нищеты и страданий может стать только солнечная энергия» [1].

Говоря об энергетике будущего, советский академик Н. Н. Семенов намечает три возможных пути решения этой проблемы: использование энергии термоядерной реакции, солнечной энергии и внутриземного тепла.

Солнце ежегодно посылает на Землю примерно 180 трлн. т у. т., хотя поверхности Земли достигает в среднем только 47% этой энергии (в северных широтах — меньше).

Ученые США подсчитали, что количество солнечной энергии только на территории США в 300 раз превысит потребности в ней в 1985 г. при средней эффективности использования ее около 50%. Высказано предположение, что в США в 2020 г. тепловая энергия, полученная за счет солнечной радиации, будет широко использоваться для отопления жилищ и кондиционирования зданий.

В 1971 г. в США приступили к реализации Национальной программы научных исследований в области использования солнечной энергии. В 1974 г. в связи с энергетическим кризисом ассигнования на эти работы были увеличены до 12,2 млн. долл. В этих исследованиях принимают участие специалисты

---

[1] «Курьер», 1974, январь, с. 4—12.

Управления по исследованию Космоса. Научные исследования по процессам преобразования солнечной энергии в электрическую с помощью полупроводниковых материалов, по конструированию солнечных водонагревателей, гелиокухонь, солнечных опреснителей и холодильников бытового назначения активно ведутся в СССР. В Туркмении работают над установками пастбищного водоснабжения, кондиционирования воздуха в помещениях. В Грузии изучают возможности применения солнечного отопления жилых домов. В Армении заняты сооружением «искусственных солнц» для особо чистой плавки металла. Московский энергетический институт работает над повышением к. п. д. гелиоустановок.

Большой интерес вызывает идея академика И. А. Черенкова, предлагающего создать над Землей на высоте 1000—1500 км кольцо, при помощи которого можно будет бесперебойно передавать на Землю солнечную энергию.

По мнению академика Н. Н. Семенова, наука будущего найдет пути создания новых фото- и термоэлементов и специальных катализаторов для фотохимических процессов. Тогда будет возможно превращать солнечную энергию в электрическую при к. п. д. порядка 30—40% (к. п. д. существующих солнечных электростанций не превышает 15%). Н. Н. Семенов допускает, что проблема эффективного использования солнечной энергии будет решена до конца нашего столетия. Во многих странах мира ученые и инженеры ведут работы в разных направлениях, связанные с использованием солнечной энергии и повышением к. п. д. солнечных установок.

Во Франции неподалеку от Одейо с 1968 г. работает мощная солнечная печь, температура в ней достигает 3500° С. Эта печь мощностью 1000 КВт предназначена для производства сверхчистых огнеупоров. Она сооружена под руководством профессора Ф. Тромба. Научно-исследовательский центр Франции в Пиренеях использует солнечную печь, поверхность которой составляет 90 м², мощностью 80 КВт. В Чили Ф. Тромбом солнечная энергия используется для выращивания в теплицах овощей. В Пуэрто-Рико работает солнечная опреснительная установка суточной производительностью в 20 л дистиллированной воды. Такие установки позволяют довести себестоимость опреснения морской воды до экономически рациональной. Использование линз, вогнутых зеркал, воронок и т. п. позволит повысить концентрацию энергии в 25—30 раз.

В университете Токио мощность солнечной установки составляет 75 КВт, стоимость ее около 100 тыс. долл.

В Израиле насчитывается около 100 000 солнечных водонагревателей, установленных на крышах домов. В США, Италии и Японии построены дома, отапливаемые за счет солнечного тепла, поглощаемого поверхностью крыш. Однако стоимость строительства этих домов в 10 раз превышает стоимость годовой экономии топлива. В США сконструирован и построен квартирный солнечный энергосборник, который может нагревать воду до 150° С, что позволит на 1/3 сократить затраты энергии на обогрев жилищ. Предполагается наладить широкое производство таких энергосборников для районов, где возможно их применение. В Гаити работает паровой котел на солнечной энергии. Он обслуживает кухню, в которой приготовляется пища для 240 человек.

Австралийский ученый Д. Берман утверждает, что в 2000 г. 15% энергетических потребностей Австралия будет покрывать за счет солнечной энергии.

По данным японских специалистов, в течение шести лет можно построить солнечную электростанцию мощностью 1000 МВт, к. п. д. использования солнечной энергии в которой 60%, а общая поверхность коллекторов солнечного тепла составляет 30 км². Строительство такой опытной станции в Японии было начато в апреле 1973 г.

Ученые США считают возможным в настоящее время строительство орбитальных солнечных электростанций мощностью по 5—10 МВт. В США разработан внеземной вариант солнечной энергоустановки, который предполагается реализовать в 1980—1985 гг. Масса ее 25 т. Советские исследователи в области использования солнечной энергии Н. С. Лидоренко и С. Ф. Мучник сообщают, что примерно в 80-е годы возможно опытное применение автономных солнечных установок небольшой мощности [1]. По их мнению, главная трудность в широком использовании солнечной энергии — высокая стоимость фотоэлектрического метода ее преобразования и относительно низкий коэффициент полезного действия — не более 15%.

По данным некоторых исследователей, утилизация солнечного излучения обходится примерно в 40 раз дороже, чем получение энергии из обычных источников, и тем не менее сторонники широкого использования солнечной энергии возлагают надежды на прогресс науки и техники и продолжают исследования в этой области.

Так, видный ученый США в области атомной энергии П. Глейзер в последние годы занимается созданием орбитальной станции, работающей на солнечной энергии. Для преобразования солнечной энергии в электрическую в США создан спутник.

Этот спутник должен быть выведен на орбиту на высоте 36 000 км. В этом случае солнечную энергию можно использовать в течение 24 ч в сутки. Он состоит из двух симметричных панелей площадью по 25 км² каждая; антенна обеспечивает передачу энергии на Землю. Остается решить проблему запуска такого спутника. Если эта проблема будет решена, то такая станция будет давать до 20 тыс. МВт электроэнергии [2].

Солнечная энергия будет преобразовываться непосредственно в электрическую при помощи элементов из полупроводниковых кристаллов. В настоящее время подобные элементы успешно применяются на космических кораблях. К. п. д. таких элементов уже достиг 16%.

По мнению П. Глейзера, первый запуск спутника для улавливания солнечной энергии в космосе может быть осуществлен лет через 25—30. Конечно, солнечная энергия, получаемая таким путем, сначала будет в несколько раз дороже энергии, вырабатываемой обычными тепловыми электростанциями. Снижение ее стоимости — вопрос последующих этапов.

Некоторые исследователи США считают, что при достаточных ассигнованиях на научные исследования — не менее 150 млн. долл в год [3] — можно будет примерно через 50 лет за счет солнечной энергии покрывать примерно 30% прогнозируемой на этот период потребности США в нефти.

---

[1] «Природа», 1974, № 9.

[2] «Курьер», 1974, январь, с. 18.

[3] В настоящее время страны ЕЭС на эти исследования ассигнуют ежегодно лишь 5 млн. западногерманских марок.

Существуют мнения, противоположные этому оптимистическому прогнозу. Более того, ряд специалистов различных стран мира критически относятся к возможному использованию солнечной радиации для производства электроэнергии в промышленных масштабах, особенно в странах, где использование ее казалось бы наиболее благоприятным по климатическим условиям (например, в Африке), но ограниченные финансовые возможности которых вынуждают отдавать предпочтение традиционным источникам энергии, гарантирующим вероятную отдачу.

Водородная энергия

Водород не является первичным источником энергии, но его получение связано с использованием одного из первичных ее источников [1].

При прогнозировании энергетики будущего многие ученые называют перспективной и водородную энергию. Еще в 1927 г. немецкая фирма «Цеппелин» выпустила двигатели внутреннего сгорания, работавшие на водородном топливе. По мнению некоторых ученых, водород может стать одним из самых удобных и «чистых» энергоносителей и сможет заменить в энергетике природный газ, в частности на ТЭС, а на автотранспорте и в авиации сможет использоваться в качестве топлива. Особенно широким может стать его применение в сочетании с ядерной реакцией.

В настоящее время водород используется лишь как сырье на химических и нефтехимических заводах. Примерно 90% его используется в качестве сырья для производства метанола и аммиака.

Применение водорода в качестве топлива имело бы большие преимущества. Так, водород обладает высокой теплотворной способностью — 28 806 ккал/кг (бензин 10,022 ккал/кг); для передачи водорода на расстояние можно использовать существующие газопроводы. При работе самолета «Боинг-747» на водородном топливе стартовая масса его уменьшается, а дальность полета возрастает.

В настоящее время водород получают главным образом химическим путем из углеводородного топлива (нефти и природного газа) и лишь небольшое количество его производится методом электролиза воды. Существующий ныне способ получения водорода из воды имеет низкую эффективность. Электролиз воды значительно повысит экономику производства водорода. Предполагается, что этот процесс будет освоен за пределами текущего столетия.

Для производства водорода в больших количествах, вероятно, будут построены плавучие атомные электростанции, энергия которых будет использована для электролиза морской воды. Получаемый водород будет передаваться по подводным трубопроводам, как передаются сейчас по ним нефть и газ.

При широком производстве водорода он будет даже дешевле бензина. Поэтому специалисты настойчиво ведут исследования, в направлении возможности применения водорода в авиации и на автотранспорте. В США такие работы ведутся под руководством доктора Дж. Роджерса в Оклахомском университете. Подобные исследования проводятся и в Японии. В 1972 г. в США фирма «Локхид-Калифорниа» провела опыты по применению водорода в качестве топлива для гражданской авиации на дозвуковых и сверхзвуковых самолетах. Были получены положительные результаты.

---

[1] Впредь будет использоваться термин «водородное топливо».

Масса самолета на реактивном топливе вдвое больше массы самолета, работающего на водороде; расход топлива сокращается в 2,5 раза и, конечно, меньше шума. В том же году в США был проведен конкурс на лучшую конструкцию опытного автомобиля. На чистоту отработанных газов были испытаны 63 экспериментальные машины, использующие самые различные виды горючего. Первое место заняла машина, работавшая на водородном топливе. Отработанные газы при работе этой машины были чище городского воздуха.

Высказываются соображения, что водородное топливо, вероятно, будет также эффективным и для полетов к другим планетам. Правда, применение водорода в самолетах потребует увеличения объема топливных баков, а главное, для превращения его в жидкое состояние потребуется специальная теплоизоляция. Это проблема следующего этапа.

В свое время высказывались сомнения относительно опасности при хранении водорода. В настоящее время эта проблема решена. Хранение газообразного водорода является задачей не более сложной, чем задача хранения искусственного или природного газа. В США хранят большие объемы жидкого водорода в подземных хранилищах. В ФРГ газ, содержащий до 80% водорода, безопасно используется в бытовых целях.

На водородном топливе могут работать тепловые электростанции и газовые турбины, в том числе и в авиации. В США в настоящее время рассматривается программа создания сверхзвукового самолета, в котором предполагается использовать водородное топливо, и ведутся исследования по использованию водорода для бытовых нужд.

По-видимому, солнечная энергия и водородное топливо являются перспективными источниками энергии, основой энергетики будущего.

Непрерывно возрастающее потребление минерального топлива уже вошло в конфликт с окружающей нас средой, с биосферой. Самые передовые страны капиталистического мира оказались неподготовленными к решению этого конфликта. Советский ученый В. И. Вульфсон подсчитал [1], что в 1860 г. расход кислорода на сожжение всех видов топлива составил 1,3 млрд. т, в 1960 г. — 12 млрд. т, в 2000 г. его потребуется для этой цели более 57 млрд. т, а в 2050 г.— 230 млрд. т. В настоящее время уже отмечается процесс обеднения атмосферы кислородом. Об этом свидетельствует установленное на протяжении последних 100 лет заметное возрастание в атмосфере содержания CO_2.

По данным академика А. П. Александрова, в настоящее время в мире энергетические установки выбрасывают в атмосферу ежегодно 200—250 млн. т золы и около 60 млн. т сернистого ангидрида. В 2000 г. эти выбросы могут возрасти соответственно до 15 и 400 млн. т. Если своевременно не будут приняты меры к охране воздушного океана и будет продолжаться процесс обеднения атмосферы кислородом, то в будущем для полного сжигания минерального топлива не будет хватать кислорода, не говоря уже о том, что недостаток кислорода в воздухе вредно отразится на здоровье людей.

В. И. Вульфсон делает вывод, что человечество уже теперь должно принять меры против хищнического расходования кислорода. Известно, что в некоторых капиталистических странах (особенно в крупных промышленных центрах) степень загрязнения воздушного океана в наши дни является недопустимой.

---

[1] «Мир науки», 1969, № 5, с. 23—29.

Широкое использование атомной, солнечной, водородной и термоядерной энергии спасет человечество от угрозы кислородного голодания.

Несомненно, в будущем будет устранен один из значительных источников загрязнения воздуха промышленных центров — автомобиль, работающий на жидком нефтяном топливе. Переход на электромобиль попутно решает и задачу значительной экономии моторного топлива. К. п. д. электродвигателя в 6 раз превышает к. п. д. двигателя внутреннего сгорания.

В настоящее время в США на автотранспорт приходится около 76% общего потребления нефтепродуктов. Автомобильные двигатели в США ежегодно выделяют в атмосферу 66 млн. т CO_2, 12 млн. т углеводородов, 6 млн. т NO, по 1 млн. т SO и твердых веществ, а также около 0,1 т химических соединений, содержащих свинец. А если еще учесть, что только тепловые электростанции, работающие на природном газе (а большинство их работает на угле), выделяют до 1 кг углеводородов, 2 кг NO, 100 г SO_2 и 50 г макрочастиц на каждые 1000 кВт мощности, то становится очевидной проблема создания и широкого использования электродвигателей.

Было бы ошибочным думать, что угроза загрязнения атмосферы продуктами сгорания имеет место только в США, это проблема международная. По данным академика А. М. Стыриковича [1], в 1970 г. в мире количество продуктов сгорания минерального топлива можно представить следующим образом: до 100 млн. т твердых веществ, около 150 млн. т сернистого ангидрида, 300 млн. т окиси углерода и более 50 млн. т окиси азота.

Переход к электромобилю — одна из актуальных задач сегодняшнего дня. Над этой проблемой настойчиво работают ученые и специалисты многих стран мира. В этой области уже достигнуты определенные успехи.

В 1985 г. производство электромобилей в США прогнозируется в количестве 5 млн. штук, а в 2000 г. — 100 млн. штук. Это позволит США не только увеличить содержание кислорода в воздухе, но и экономить примерно 286 млн. т нефти в год. Установлено, что в 1973 г. средний к. п. д. использования первичных источников энергии в мире составлял всего лишь 40%, остальные 60% — приходились на потери (к. п. д. автомобильного двигателя равняется всего лишь 20%). Целесообразность перехода к электромобилю очевидна.

Отличительной особенностью большинства прогнозов развития энергетического хозяйства мира, отдельных континентов и стран, опубликованных до энергетического кризиса капиталистических стран в 1973 г., была попытка определить размеры потребления всех видов энергии на перспективу до 2000 г. и дать структуру топливно-энергетических балансов. Как уже было отмечено, большинство этих прогнозов для капиталистического мира были весьма оптимистичными, необоснованными.

После энергетического (точнее говоря, нефтяного) кризиса во всех странах капитализма вспыхнула волна пересмотра прежних прогнозов. В новых прогнозах энергетического хозяйства каждой капиталистической страны лежат стремления найти новые источники энергоносителей и свести энергетические балансы в максимальных размерах за счет национальных ресурсов, в минимальных — за счет их импорта.

---

[1] «Правда», 28/XI 1974.

В большинстве новых прогнозов обращено внимание на необходимость уже сейчас приступить к освоению новых, более «чистых» и перспективных источников энергии.

Следует обратить внимание на следующие обстоятельства. Освоение новых источников энергии связано с большими капитальными затратами. Размеры этих затрат значительно превышают возможности даже самых богатых стран, не говоря уже о преобладающем большинстве стран капиталистического мира. Более того, многие капиталистические страны не обеспечивают необходимыми капиталовложениями даже традиционные отрасли энергетики, хотя размеры их из-за инфляции возрастают с каждым годом.

По данным американского банка «Чейз Манхэттэн», размеры капиталовложений в нефтяную промышленность капиталистического мира на период 1971—1985 гг. оцениваются в 450 млрд. долл. и в сбыт нефтепродуктов — 360 млрд. долл. Это в 4 раза больше, чем в период 1956—1970 гг. (т. е. за предшествующие 15 лет). Кроме того, потребуется не менее 540 млрд. долл. на увеличение оборотных средств и покрытие других расходов. Таким образом, общая сумма необходимых капиталовложений определяется в 1350 млрд. долл. Высказываются сомнения, что такой объем капиталовложений в нефтяную промышленность капиталистического мира в период 1971—1985 гг. будет обеспечен.

Новые прогнозы о развитии энергетики также являются доказательством необходимости шире использовать уголь.

Чтобы в 1985 г. довести добычу угля в США до необходимых размеров, потребуются капиталовложения на протяжении 10 лет (1975—1985 гг.) в количестве 2 млрд. долл. в год (а в 1970 г. они составляли лишь 430 млн. долл.). Уже сейчас высказываются сомнения о возможности обеспечить такой уровень капиталовложений в угольную промышленность.

Подобное положение и в Японии. За тот же период (1975—1985 гг.) капиталовложения в угольную промышленность Японии оцениваются в сумме 500 млрд. иен (в ценах 1973 г.). Кроме того, потребуется увеличить импорт угля с 39,6 млн. т в 1972 г. до 90 млн. т в 1985 г., потребуются значительные капиталовложения и в развитие атомной и гидроэнергетики. Здесь также высказываются сомнения в возможности обеспечить столь высокие ассигнования.

Приведенные данные дают основания полагать, что намечаемые ныне программы по освоению новых источников энергетических ресурсов для стран капиталистического мира — дело весьма тяжелое и продолжительное.

Практически это означает, что капиталистический мир в ближайшие годы не сумеет решить энергетическую проблему, выйти из энергетического кризиса. Президент США Дж. Картер заявил, что энергетическая проблема — «самая серьезная проблема, с которой наша страна будет сталкиваться на протяжении всей жизни нашего поколения» [1].

---

[1] «Time», May 2, 1977, p. 33.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

3 ОТ РЕДАКТОРА

4 ПРЕДИСЛОВИЕ

5 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА

35 СОЦИАЛИСТИЧЕСКИЕ СТРАНЫ

42 Союз Советских Социалистических Республик
69 Народная Республика Албания
71 Народная Республика Болгария
75 Венгерская Народная Республика
78 Германская Демократическая Республика
80 Китайская Народная Республика
90 Корейская Народно-Демократическая Республика
91 Республика Куба
94 Монгольская Народная Республика
95 Польская Народная Республика
99 Социалистическая Республика Румыния
104 Чехословацкая Социалистическая Республика
108 Социалистическая Федеративная Республика Югославия

113 КАПИТАЛИСТИЧЕСКИЕ СТРАНЫ ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ

121 Австрия
124 Великобритания
133 Федеративная Республика Германии
141 Нидерланды
145 Италия
151 Норвегия
154 Франция

Стр.

165 АЗИЯ (БЕЗ СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАН)

169 Абу-Даби
171 Индия
176 Индонезия
180 Ирак
185 Иран
193 Катар
194 Кувейт
196 Саудовская Аравия
199 Турция
200 Япония

211 АФРИКА

213 Народная Республика Ангола
215 Алжир
219 Арабская Республика Египет
223 Ливия
225 Нигерия

229 СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА

229 США
268 Канада
280 Мексика

287 ЦЕНТРАЛЬНАЯ И ЮЖНАЯ АМЕРИКА

291 Аргентина
295 Бразилия
300 Венесуэла
305 Колумбия

309 АВСТРАЛИЯ

314 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

2295