

ГЕОЛОГИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЯ
И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ
СССР



ТОМ

12

ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЯ И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ СССР

Главная редакция монографии и тома 12:
*И. И. Аммосов, М. В. Великанова, Г. А. Иванов, В. А. Котлуков,
И. А. Кузнецов, Г. И. Луговой, К. В. Миронов, И. И. Молчанов,
В. Е. Некипелов, Н. И. Погребнов (главный редактор), В. С. Попов,
А. В. Тыжнов (зам. главного редактора), В. Ф. Череповский,
Н. В. Шабаров (зам. главного редактора)*

★ **МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР** ★

ГЕОЛОГИЯ **МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЯ** **И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ** **СССР**

ТОМ

12

2475

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО УГОЛЬНЫМ
БАСЕЙНАМ
И МЕСТОРОЖДЕНИЯМ СССР

МОСКВА, «НЕДРА», 1978



Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Том 12. Общие данные по угольным бассейнам и месторождениям СССР. М., «Недра», 1978. 259 с. (Министерство геологии СССР).

В настоящем томе обобщены данные о развитии добычи, запасах, качественной характеристике и петрографических особенностях углей СССР, рассмотрены вопросы тектонического строения угольных бассейнов и месторождений. Оценивается сырьевая база угольной промышленности СССР. Охарактеризованы горно-геологические условия эксплуатации важнейших бассейнов и месторождений: газоисносность угольных пластов, устойчивость вмещающих пород, геотермические и другие факторы, имеющие большое значение для экономики угледобычи. Дается представление о перспективах развития угольной промышленности по бассейнам и районам СССР, а также указаны направления развития дальнейших геологоразведочных и научно-исследовательских работ на уголь.

Книга предназначена для геологов и других специалистов, занимающихся изучением и эксплуатацией угольных месторождений СССР.

Табл. 85, ил. 39+цветная карта, список лит.—105 назв.

ВВЕДЕНИЕ

Данным томом завершается издание монографии «Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР». Со времени издания первых томов монографии прошло около 15 лет. За этот период Советский Союз вышел на первое место в мире по размерам годовой добычи угля, которая возросла более чем на 200 млн. т. Прирост добычи осуществлен преимущественно за счет восточных районов страны. Существенно изменилось за последние годы направление развития угольной промышленности. В целях резкого повышения экономической эффективности угледобычи создавались крупные высокомеханизированные горные предприятия за счет реконструкции действующих и строительства новых на благоприятных для механизированной разработки месторождениях. Большое внимание уделялось развитию добычи угля открытым способом. Со стороны промышленности стали предъявляться повышенные требования к степени разведанности месторождений геологоразведочными организациями, особенно в части изучения горно-геологических условий эксплуатации.

В связи с исключительно быстрым ростом мирового потребления минерального топлива, расход которого удваивается почти каждые 15 лет, возникла необходимость более полного и достоверного учета топливных ресурсов всех стран. С этой целью в 1968 г. во исполнение решения, принятого Постоянной Комиссией СЭВ по геологии, была завершена оценка прогнозных запасов угля на территории СССР. Последний подсчет существенно уточнил общие геологические запасы угля, дал наиболее полную оценку общих ресурсов твердого топлива в стране. В результате подсчета, выполненного по единой методике, рекомендованной Комиссией СЭВ, выделены запасы, которые по мощности пластов и зольности угля примерно соответствуют принятым в настоящее время кондициям в отдельных бассейнах. Большие работы в последние годы проводились по изучению качественного состава угля.

Огромные запасы угля в восточных районах страны, в том числе в весьма благоприятных для дешевой открытой добычи Канско-Ачинском и Кузнецком бассейнах, создают условия для дальнейшего быстрого роста угледобычи. Одна из важнейших проблем — широкое комплексное использование угля в отдельных отраслях промышленности. Для экономической оценки ресурсов и выбора первоочередных объектов промышленного освоения большое значение имеет изучение горно-геологических условий разработки месторождений. Обобщение материалов по типам тектонической нарушенности месторождений, газоносности, геотермическому режиму и другим осложняющим разработку факторам необходимо для решения данных вопросов.

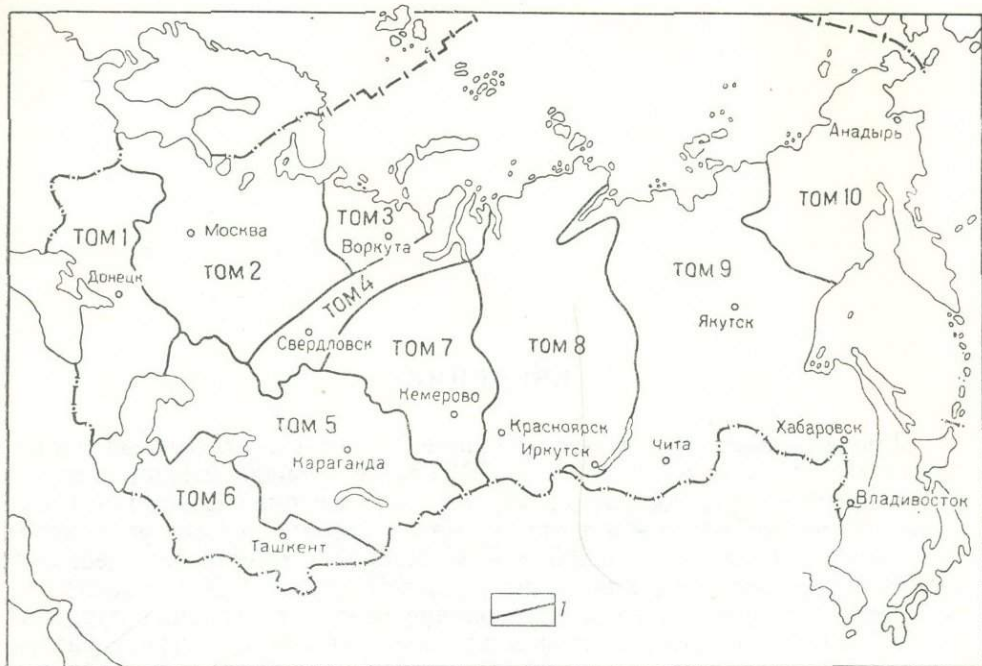


Рис. 1. Обзорная карта СССР

1 — границы территорий, описанных в отдельных томах настоящего издания

Все выполненные за последние годы обобщающие работы по геологии и оценке ресурсов угля, а также важнейшие задачи дальнейшего их изучения нашли отражение в настоящем 12 томе монографии. Том состоит из отдельных статей, в которых приводятся: состояние угольной и сланцевой промышленности и направления их развития; результаты оценки общих запасов угля СССР, подсчитанных в 1968 г.; материалы по качеству угля, тектоническому строению бассейнов и горно-геологическим условиям разработки угольных месторождений; направления геологоразведочных работ на уголь.

При работе над монографией коллектив авторов стремился к более полному освещению указанных вопросов. Основу изложенного материала составляют данные многих опубликованных работ и в первую очередь предшествующих томов монографии (рис. 1). Однако в ряде случаев пришлось столкнуться с недостатком фактического материала и теоретических разработок, в связи с чем некоторые разделы содержат отдельные положения дискуссионного характера. К тому прилагается обзорная карта угольных бассейнов и главнейших месторождений СССР (приложение).

Том подготовлен к изданию главной редакцией монографии (ответственный за выпуск Г. И. Луговой).

РОЛЬ УГЛЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ СССР

Энергетика СССР принадлежит к числу наиболее интенсивно развивающихся отраслей народного хозяйства. Особенно бурное развитие происходило в последние годы. Общая установленная мощность электростанций в 1960—1970 гг. выросла с $66,7 \cdot 10^3$ до $166,5 \cdot 10^3$ МВт, т. е. в 2,5 раза, причем по тепловым электростанциям в 2,6 раза, а по гидроэлектростанциям — в 2 раза. Значительный прирост мощности в 1960—1970 гг., характеризующийся средней цифрой 10 млн. кВт в год, существенно превзойден в пятилетке 1970—1975 гг. (Маргулова, 1971). По девятому пятилетнему плану планировалось ввести на электростанциях мощности на 65—67 млн. кВт при среднегодовом приросте 13,0—13,4 млн. кВт.; выработка электроэнергии должна была вырасти с 740 млрд. кВт·ч до 1030—1070 млрд. кВт·ч. Фактически электроэнергия выработана в 1975 г. 1038,6 млрд. кВт·ч.

Запасы органического топлива в нашей стране позволяют решить задачу дальнейшего развития энергетических мощностей на основе классической энергетики. Значительным потенциалом топлива и энергии и исключительно благоприятными технико-экономическими показателями использования энергоресурсов располагают восточные районы страны.

Велики энергетические ресурсы Казахстана, Сибири и Средней Азии, где только за последние годы были открыты новые большие запасы угля и газа. Однако для СССР характерно весьма неравномерное распределение топливно-энергетических ресурсов по территории страны; лишь 20% этих ресурсов приходится на европейскую часть, потребляющую 75% электроэнергии. Промышленность европейской части СССР и Урала, имеющая материально-техническую базу, трудовые ресурсы и необходимое сырье, испытывает затруднения в топливно-энергетических ресурсах. В настоящее время более 1/3 всего топлива, потребляемого в стране, расходуется тепловыми электростанциями на производство электрической и тепловой энергии (табл. 1). При этом доля расхода топлива электростанциями в общем его потреблении непрерывно увеличивается (табл. 2).

Удельный вес высококалорийных видов топлива (газа и жидкого топлива), потребляемого электростанциями, увеличивается при одновременном уменьшении удельного веса угля. Особенно заметные изменения в структуре топливоснабжения электростанций начались с конца 50-х годов текущего столетия, когда стала резко увеличиваться добыча газа и нефти, что характеризовалось следующими величинами (табл. 3).

В 1970 г. более 80% электроэнергии было выработано на тепловых электростанциях. Доминирующее положение тепловых электростанций сохранится и в будущем. Для современного периода развития экономики СССР также характерно значительное возрастание роли ядерной

Таблица 1

Современное использование топливно-энергетических ресурсов по целевым направлениям
(% от общего расхода данного вида топлива)
(Энергетика..., 1972)

Использование топлива	Уголь	Природный газ	Мазут	Дизельное и моторное топливо	Электроэнергия
Сырье для переработки в другие виды топлива	18,0	3,6	0,4	0,2	—
Выработка энергии:					
электрической	26,0	22,1	10,0	14,2	6,4
тепловой	17,0	26,1	27,8	1,0	2,7
механической	15,2	2,3	28,0	78,4	39,6
В промышленных печах и других технологических установках . .	8,5	26,6	31,8	3,8	30,7
Коммунально-бытовые нужды . .	10,1	13,9	0,6	1,1	12,0
Прочие нужды	5,2	5,4	1,4	1,3	8,6

Таблица 2

Расход топлива электростанциями (млн. т условного топлива)

Показатели	Годы			
	1960	1965	1970	1975
Общее потребление топлива	546,7	735,8	924,3	1184,0
в том числе электростанциями . . .	160,0	240,2	328,8	432,7
% от общего потребления	29,8	32,6	35,6	36,5

Таблица 3

Структура потребления топлива электростанциями (%)
(Энергетика..., 1972)

Виды топлива	Годы			
	1960	1965	1970	1975
Газ	12,3	25,6	26,0	26,8
Жидкое топливо	7,5	12,8	22,5	25,1
Уголь	70,9	54,6	46,1	42,6
Торф	7,0	4,5	3,1	3,5
Сланцы	1,0	1,5	1,7	1,6
Прочие	1,3	1,0	0,6	0,4

энергетики. Вопрос о масштабах и темпе роста мощностей ядерной энергетики в энергоснабжении нашей страны решается в первую очередь для европейской части страны. Ввод новых мощностей на европейской части СССР будет осуществляться в значительной мере на атомных электростанциях (АЭС), причем доля их участия в наращивании мощностей будет увеличиваться до 40—50% к 1980 г. (Оценка..., 1972). Планируется, что к 1980 г. мощность АЭС в СССР будет значительно возрастать. В европейской части СССР мощность АЭС превышает суммарную мощность всех гидроэлектростанций этой части страны.

Уголь и горючие сланцы занимают важное место в топливном балансе страны, хотя роль этого вида топлива в использовании энергетических ресурсов претерпела изменения (табл. 4).

Таблица 4

Изменение удельного веса угля в топливном балансе СССР (%)

Виды топлива	Годы					
	1940	1950	1955	1965	1970	1975
Уголь	59,1	64,3	62,5	41,8	35,7	30,8
Нефть	18,7	17,0	21,0	34,3	41,1	44,2
Природный и попутный газ	1,9	2,3	2,4	14,9	19,3	21,8
Торф	5,7	4,6	4,3	2,0	1,7	1,1
Горючие сланцы	0,3	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7
Дрова	14,2	8,8	6,7	3,5	1,0	0,8
Прочие	0,1	2,6	2,4	2,8	0,5	0,6

Удельный вес угольного топлива в 1975 г. сократился до 30,8%, в то же время резко возросла потребность в угле в связи с общим увеличением энергопотребления страны. Несмотря на снижение в 1975 г. удельного веса угля в топливном балансе, абсолютное потребление его увеличилось на 45 млн. т (в пересчете на условное топливо). В ближайшем десятилетии уголь в основном будет использоваться для производства металлургического кокса и выработки тепловой и электрической энергии, а также для удовлетворения нужд коммунально-бытового хозяйства.

В структуре топливно-энергетического баланса страны в дальнейшем могут произойти существенные изменения. Прежде всего следует иметь в виду, что в ближайшее десятилетие атомная энергия способна будет существенно менять прирост добычи традиционных энергетических ресурсов (нефти, природного газа и угля), вытесняя относительно дорогие источники топлива и тем самым повышая собственную сравнительную экономичность. Нефть и газ будут рассматриваться прежде всего как сырье для химической промышленности и моторное топливо, только незначительная часть нефти после переработки в виде мазута пойдет на топливо в тепловых электростанциях. В связи с этим возрастет роль твердого минерального топлива и прежде всего угля.

Угольная промышленность обладает большими потенциальными возможностями не только в увеличении добычи угля, но и в улучшении технико-экономических показателей. Повышение конкурентоспособности угля может достигаться путем улучшения размещения угольных предприятий по бассейнам с наиболее благоприятными горно-геологическими условиями, изменения структуры добычи угля за счет преимущественного развития открытого способа, а также совершенствования техники и технологии угледобычи.

Резервы угольной промышленности в этом отношении больше, чем в нефте- и газодобывающих отраслях, так как процесс добычи газа и нефти уже в настоящее время в большей мере автоматизирован. К тому же для увеличения добычи нефти и газа в перспективе потребуются вовлекать в эксплуатацию новые районы со сложными условиями освоения, в том числе зоны шельфа. Сравнение приведенных затрат по углю и природному газу на дальнюю перспективу (2000 г.) по расчетам Энергетического института им. Г. М. Кржижановского показывает, что расходы на добычу 1 т условного топлива в Канско-Ачинском, Майкюбенском, Иркутском и Экибастузском бассейнах будут ниже, чем на самый дешевый тюменский газ. Близкими к показателям тюменского газа будут и затраты по углям Тургайского и Кузнецкого бассейнов. Таким образом, изменения в соотношении затрат на добычу природного газа и угля в пользу последнего повлияют на увеличение доли угля в структуре топливно-энергетического баланса страны.

РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ УГЛЯ В СССР

В дореволюционной России систематическая эксплуатация угольных месторождений началась в Донецком бассейне после постройки Луганского литейного завода в 1795—1806 гг. и в эти же годы в Кизеловском бассейне. До 40-х годов XIX в. почти вся добыча угля в России была сосредоточена в Донецком бассейне. Ее ежегодный объем составлял менее 10 тыс. т. Рост промышленного производства и увеличение протяженности железных дорог со второй половины XIX в. вызвали повышенный спрос на уголь. Добыча его увеличилась в десятки раз, началась разработка месторождений в Подмосковном бассейне, в районах Урала и Сибири.

Зародившись по существу в 60-х годах прошлого столетия, угольная промышленность России к 1916 г. достигла уровня добычи 34,5 млн. т. Потребность в угле и коксе полностью не удовлетворялась. Недостаток покрывался ввозом из-за границы 8,7 млн. т угля. Прimitивные угольные копи Донбасса, где царствовал тяжелый ручной труд, давали 87,1% всей угледобычи в России. В остальных районах страны добывалось менее 4 млн. т угля, из них 1 млн. т в Кизеловском бассейне. Под контролем иностранного капитала добывалось 59% угля. Всего в дореволюционной России за 58 лет было добыто 479 млн. т угля. Выемка угля в забоях шахт в основном велась обушком. В 1913 г. зарубка и отбойка угля были механизированы всего на 1,7%. В годы гражданской войны и интервенции угледобыча резко снизилась — до 8,7 млн. т в 1920 г. (табл. 5).

За период с 1921 по 1940 г. угольная промышленность развивалась высокими темпами. В 1927 г. она выросла по сравнению с 1913 г. на 11%, а в 1929 — на 38%. К концу второй пятилетки (1937 г.) добыча угля увеличилась в 4,4 раза, а в 1940 г. — в 5,7 раза по сравнению с 1913 г. Объем добычи составил 165,9 млн. т. Были построены десятки новых шахт в угольных бассейнах страны — Кузнецком, Подмосковном, Карагандинском. Число шахт в Донецком бассейне в 1940 г. достигло 324, а всего в стране действовало 551 угледобывающее предприятие.

Бурный рост числа новых предприятий сопровождался большой организаторской работой по механизации трудоемких процессов, по созданию новых, высокопроизводительных горных машин и механизмов, по повышению производительности труда. В 1935 г. в угольной промышленности зародилось стахановское движение, ставшее впоследствии все-

Таблица 5

Динамика добычи угля (млн. т) в СССР (Россия)
(Статистический справочник ЦНИЭИуголь, 1965 г.)

Годы	Общая добыча	Подземным способом	Открытым способом		Для коксования
			млн. т	удельный вес в общей добыче, %	
1913	29,2	29,0	0,2	0,6	—
1914	31,9	31,7	0,2	0,6	—
1915	31,4	31,2	0,2	0,7	—
1916	34,5	34,2	0,3	0,9	—
1917	31,3	31,0	0,3	1,1	—
1918	13,1	12,9	0,2	1,4	—
1919	9,4	9,2	0,2	2,0	—
1920	8,7	8,6	0,1	1,6	—
1921	9,5	9,4	0,1	1,5	—
1922	11,3	11,2	0,1	1,3	—
1923	12,7	12,5	0,2	1,6	—
1924	16,3	16,1	0,2	1,5	—
1925	16,5	16,3	0,2	1,3	—
1926	25,8	25,5	0,3	1,0	—
1927	32,3	32,0	0,3	1,0	—
1928	35,5	35,2	0,3	0,8	—
1929	40,1	39,7	0,4	0,9	—
1930	47,8	47,4	0,4	0,8	—
1931	56,8	56,4	0,4	0,6	—
1932	64,4	64,0	0,4	0,6	—
1933	76,3	75,8	0,5	0,7	—
1934	94,2	93,3	0,9	0,9	—
1935	109,6	108,3	1,3	1,2	—
1936	126,8	124,8	2,0	1,6	—
1937	128,0	125,5	2,5	1,9	—
1938	133,3	130,6	2,7	2,0	—
1939	146,2	141,7	4,5	3,1	—
1940	165,9	159,6	6,3	3,8	35,3
1941	151,4	144,4	7,0	4,6	29,6
1942	75,5	66,8	8,7	11,6	10,7
1943	93,1	80,4	12,7	13,7	13,7
1944	121,5	106,0	15,5	12,7	22,7
1945	149,3	131,6	17,7	11,9	29,8
1946	164,1	146,1	18,0	10,9	30,8
1947	183,2	163,8	19,4	10,6	33,3
1948	208,2	187,0	21,2	10,2	39,3
1949	235,5	212,0	23,5	10,0	46,2
1950	261,1	233,9	27,2	10,4	51,7
1951	281,8	251,8	30,0	10,7	54,6
1952	300,6	266,0	34,6	11,5	58,5
1953	320,0	278,1	41,9	13,1	62,2
1954	346,1	294,9	51,2	14,8	70,8
1955	389,9	325,4	64,5	16,5	77,7
1956	427,5	350,3	77,2	18,1	83,0
1957	461,0	373,3	87,7	19,0	87,6
1958	493,2	395,3	97,9	19,9	94,4
1959	503,3	404,2	99,1	19,7	100,8
1960	509,6	407,6	102,0	20,0	110,2
1961	506,4	399,7	106,7	21,1	112,4
1962	517,4	403,1	114,3	22,1	117,5
1963	531,7	410,5	121,2	22,8	127,1
1964	554,0	423,1	130,9	23,6	133,6
1965	577,7	437,2	140,5	24,3	139,0
1966	585,6	439,6	146,0	24,9	142,5
1967	595,2	444,0	151,2	25,4	147,6
1968	594,2	443,4	150,8	25,4	154,5
1969	607,8	451,1	156,7	25,8	161,4
1970	624,1	457,5	166,6	26,7	164,8

народным движением за высокую производительность труда во всех отраслях народного хозяйства.

В годы Великой Отечественной войны, когда фашистскими войсками были временно оккупированы Донецкий и Подмосковный угольные бассейны, на долю которых приходилось более 60% угледобычи страны, в крупных масштабах осуществлялось строительство новых шахт в восточных районах (табл. 6). В 1943 г. введены в эксплуатацию шахты в Печорском бассейне, мощные разрезы на Урале, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке; в Кузбассе добыча угля увеличилась в 1,5 раза. В связи с выводом из строя шахт Донецкого и Подмосковного бассейнов доля в добыче угля Кузнецкого, Карагандинского, Печорского и бассейнов Урала значительно увеличилась: в 1945 г. — более 60% общей добычи.

Таблица 6
Динамика добычи угля в основных бассейнах СССР (млн. т)

Бассейны	Годы												
	1913	1917	1920	1922	1927	1935	1940	1945	1950	1955	1960	1965	1970
Донецкий	25,3	24,8	4,5	7,2	24,5	67,2	94,3	38,4	94,6	140,9	188,2	205,9	217,2
Кузнецкий	0,7	0,9	0,8	1,1	2,3	15,8	21,2	30,0	38,5	58,5	84,0	96,8	113,4
Карагандинский	0,07	0,03	0,01	0,01	—	2,3	6,3	11,2	16,3	24,5	25,7	30,8	38,4
Печорский	—	—	—	—	—	—	0,3	3,3	8,7	14,1	17,5	18,1	21,5
Подмосковный	0,3	0,7	0,4	0,7	1,1	5,5	10,0	20,0	30,8	39,4	42,8	40,8	36,2
Челябинский	0,13	0,3	0,3	0,4	0,5	2,7	5,5	11,3	12,3	17,7	22,6	23,7	20,8

Спустя 9 месяцев после изгнания немецких оккупантов в Подмосковном бассейне был достигнут довоенный уровень добычи, а в 1945 г. было добыто угля в 2 раза больше, чем перед войной. В Донецком бассейне, где пришлось восстанавливать 311 шахт из 324, уровень довоенной добычи был достигнут лишь в 1950 г. За 25 лет добыча угля в Донецком бассейне увеличилась более чем в 2 раза. Несмотря на снижение удельного веса в общей добыче по СССР (31,8% в 1975 г.), Донецкий бассейн на всех этапах социалистического строительства сохраняет роль ведущего угольного бассейна страны. За послевоенный период угольная промышленность прошла большой и славный путь. Уровень добычи превысил довоенный более чем в 4 раза.

ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАЙОНОВ ДОБЫЧИ УГЛЯ В СССР

В настоящее время на европейской части территории страны добыча углей осуществляется в Донецком, Печорском, Подмосковном, Львовско-Волинском, Днепровском и Кизеловском угольных бассейнах, а также на Ткварчельском, Ткибули-Шаорском и Ахалцихском месторождениях в Грузинской ССР и Бабаевском месторождении в Башкирской АССР. Горючие сланцы добываются в Эстонской ССР, в Ленинградской области и на Кашпирском месторождении в По-

волжье. По-прежнему экономические районы Центра страны, где сосредоточены многие промышленные предприятия и энергоемкие производства, потребляют основную долю добываемого в стране угля.

За годы Советской власти благодаря выполнению больших объемов геологоразведочных работ на всей территории страны и особенно в восточных районах были открыты и разведаны новые бассейны и месторождения. Это позволило не только увеличить добычу угля на известных месторождениях, включая и Донецкий бассейн, но и создать мощную топливную базу на востоке страны и в республиках Средней Азии. Для этого наша страна располагает огромными потенциальными запасами угля, составляющими более половины мировых запасов. При этом в восточных районах страны сосредоточено почти 95% запасов угля СССР.

Особенно быстрым темпом начала развиваться добыча угля в восточных районах страны в военные и послевоенные годы. Если в 1940 г. удельный вес добычи угля в этих районах составлял 35,9% общей добычи СССР, то в 1945 г. он вырос до 57,7%. В 1965 г., несмотря на бурный рост добычи в Донбассе (увеличение в 2,2 раза) и в Подмосковном бассейне (увеличение в 4 раза по сравнению с довоенным уровнем), в восточных районах было добыто 50% угля. Увеличение добычи угля здесь происходило в основном за счет развития открытого способа добычи. В 1940 г. на востоке страны открытым способом было добыто 1,1 млн. т угля, в 1965 г. эта цифра увеличилась до 48,2 млн. т.

На севере страны также вырос крупный угледобывающий район — Печорский бассейн. Угольная промышленность в этих бассейнах практически создана только при Советской власти. На территории среднеазиатских республик эксплуатируются месторождения: Ангренское и Шаргунское в Узбекской ССР; Кызылкийское, Кок-Янгакское, Таш-Кумырское, Сулюктинское, Джергаланское и Алмалыкское в Киргизской ССР; Шурабское в Таджикской ССР. Началась разработка уникальных месторождений бурого угля в Канско-Ачинском бассейне: Назаровского, Березовского и Ирша-Бородинского.

За годы Советской власти началась эксплуатация в промышленных масштабах многих открытых и разведанных бассейнов и месторождений, в числе которых Львовско-Волынский и Днепровский бассейны на Украине, Экибастузский и Майкюбенский в Казахстане, Канско-Ачинский, Тунгусский, Ленский, Южно-Якутский, Буреинский, Минусинский в Сибири и ряд месторождений Дальнего Востока, Северо-Востока и Средней Азии (Реттиховское, Чихезское, Шкотовское, Аркагалинское, Зырянское, Омсукчанское, Ангренское, Кок-Янгакское, Шаргунское и др.). Перспективен Южно-Якутский бассейн. Громадные запасы Тунгусского и Ленского бассейнов по существу еще не тронуты разработкой. Таким образом, природные ресурсы нашей страны могут обеспечить удовлетворение потребности в угольном топливе в необходимых количествах.

ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЯ

Подземный способ. За последние годы в угольной промышленности произошли серьезные изменения в технических направлениях разработки месторождений, совершенствовании систем разработки и повышении роли экономических факторов при оценке результатов ра-

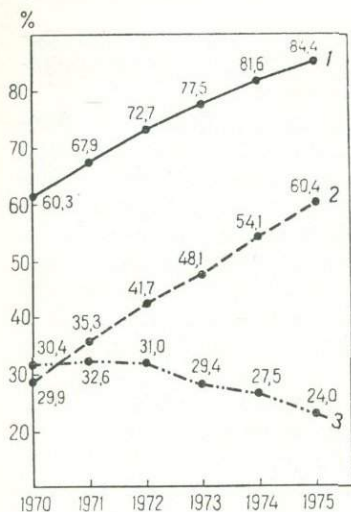


Рис. 2. Уровень добычи угля в забоях с применением узкозахватной техники. По Б. Ф. Братченко (1976):

1 — общий, в том числе: 2 — с применением механизированной крепи, 3 — с применением индивидуальной крепи

бот каждого угольного предприятия. Повышение экономической эффективности производства достигается прежде всего техническим перевооружением всех звеньев угледобычи на основе внедрения передовой техники и технологии, концентрации производства, реконструкции действующих предприятий, как правило с увеличением их производственной мощности.

В начале 60-х годов текущего столетия было организовано серийное производство комплексов гидрофицированной крепи типа ОМКТ, ознаменовавшее новый этап в механизации добычи угля в шахтах. Применение в очистных забоях многих бассейнов страны узкозахватных комбайнов в комплексе с механизированной крепью и высокопроизводительным конвейером, струговых установок позволили осуществить переход к поточному способу добычи угля. Уровень узкозахватной выемки угля в 1975 г. составил 84,4%, в том числе механизированными комплексами 60,4% (рис. 2). До 1975 г. закончен переход на узкозахватную выемку во всех важнейших бассейнах страны.

Основные направления развития подземного транспорта в последние годы — полная конвейеризация его на выемочных участках от забоев до откаточных выработок, расширение применения магистральных конвейеров, большегрузных вагонеток и мощных электровозов, а также широкое внедрение автоматизированного и дистанционного управления. Конвейеризация транспорта на выемочных участках завершена на шахтах всех угольных бассейнов, кроме Донецкого. Значительное внимание уделяется механизации основных процессов при проведении горных выработок и прежде всего уровню комбайновой проходки.

Большое влияние на улучшение технико-экономических показателей работы угольной промышленности оказывает концентрация производства и горных работ, характеризующиеся нагрузками на шахту и очистной забой. Эти показатели значительно улучшились на протяжении последних десяти лет, в особенности в связи с проводимой реконструкцией шахт и осуществлением комплексной механизации работ.

За период с 1960 г. рост добычи угля достигнут при одновременном сокращении числа действующих предприятий за счет шахт Донецкого бассейна (выбытие в связи с отработкой запасов угля и объединение мелких предприятий). В результате укрупнения шахт и более полного использования их производственных мощностей улучшилась структура шахтного фонда и увеличилась нагрузка на шахту. Удельный вес числа шахт с суточной добычей свыше 3000 т увеличился с 10,8% в 1965 г. до 22,6% в 1975 г. и добыча угля из них соответственно с 26,3% до 59,2%. Наибольший удельный вес таких шахт был в Карагандинском (86%) и в Кузнецком (57%) бассейнах; в Донецком бассейне — всего 16,4%. Число и удельный вес небольших шахт с суточной добычей до 1000 т систематически снижается. На начало 1976 г. таких шахт было 30% общего числа. Больше всего малых шахт к началу 1976 г. было в Донецком (30% общего числа шахт) и Подмосковном бассейнах.

Среднесуточная добыча угля на одну шахту в связи с проводимой концентрацией горных работ неуклонно увеличивалась. Одновременно уменьшилось число действовавших на шахтах очистных участков и возросла среднесуточная нагрузка на очистной забой.

По мере развития добычи угля запасы на верхних горизонтах отрабатываются, и поэтому растет глубина разработки. В 1975 г. средняя глубина разработки на шахтах увеличилась по сравнению с 1940 г. на 189 м и достигла 409 м. Если в 1940 г. на глубине свыше 700 м велась отработка запасов угля только на двух шахтах, то в 1975 г. таких шахт стало 98. За последние годы значительно снизился удельный вес шахт, разрабатывающих запасы угля на глубине до 200 м. В 1960 г. в общем шахтном фонде таких шахт было 44,7%, а в 1975 г. удельный вес их снизился до 22,6%. Удельный вес шахт с глубиной разработки более 500 м возрос с 10,1% в 1960 г. до 33% в 1975 г. Шахты Подмосковского бассейна разрабатывают почти горизонтально залегающий пласт на глубине 60—65 м от поверхности. По мере строительства шахт в более северных районах бассейна глубина разработки будет незначительно увеличиваться.

Наибольшую среднюю глубину разработки имеют шахты Донецкого бассейна, где 135 шахт в 1975 г. были глубже 600 м, 39 шахт были глубже 800 м, а средняя глубина 545 м. Самые глубокие шахты строятся и проектируются также в Донецком бассейне: с глубиной отработки до 1200—1400 м.

Средневзвешенная мощность разрабатываемых пластов в СССР с 1960 по 1975 г. увеличилась незначительно: с 1,33 до 1,59 м (табл. 7). Это во многом предопределяет технико-экономические показатели работы угольной промышленности, особенно производительность труда. Столь невысокая средняя мощность разрабатываемых пластов при всем многообразии более мощных угольных пластов на месторождениях СССР обусловлена большим участием в разработке тонких пластов Донбасса, где около 12% угля добывается из пластов мощностью менее 0,7 м и третья часть всей добычи выдается из пластов мощностью от 0,7 до 1 м.

Таблица 7

Средняя мощность разрабатываемых угольных пластов (м)

Бассейны	Способ добычи		Бассейны	Способ добычи	
	шахтный	открытый		шахтный	открытый
Донецкий	1,11	—	Челябинский	2,09	16,60
Кузнецкий	2,51	6,63	Канско-Ачинский	—	11,43
Карагандинский	2,44	—	Кизеловский	1,51	—
Печорский	2,06	—	Экибастузский	—	50,20
Подмосковный	2,51	2,50	Днепроvский	3,40	4,95

Скорость подвигания действующей очистной линии забоев определяется степенью совершенства технологии и организации труда, механизации и автоматизации очистных работ и в конечном итоге предопределяет рост нагрузки на очистной забой. Среднемесячное подвигание действующей очистной линии забоев в 1975 г. составило 39,1 м и возросло по сравнению с 1960 г. на 7,1 м. О возможностях резкого увеличения этого показателя на шахтах свидетельствуют большие резервы комплексно механизированных лав, передовых шахт и целых бассейнов.

Основа технического перевооружения шахт — переход на узкозахватную выемку угля при помощи комбайнов и струговых установок и широкое применение механизированных комплексов оборудования с гидрофицированными крепями. Число узкозахватных выемочных машин (комбайнов и стругов) на шахтах Минуглепрома СССР возросло с 1965 г. до 1975 г. в 2,4 раза. В Кузнецком, Печорском, Карагандинском и Подмосковном бассейнах применяются в основном узкозахватные машины (85—95% общего числа). Доля добычи угля механизированными комплексами увеличилась в 1975 г. до 52,5% против 8,5% в 1965 г.; в Подмосковном бассейне она достигла 86,5%, Кузнецком — 44,5%, Печорском — 75%, Карагандинском — 64% и по Минуглепрому СССР — 38,4%.

Одна из особенностей развития угольной промышленности — вынужденный переход на выемку значительно более зольного и труднообогащаемого угля вследствие отработки пластов малозольного угля. За период 1960—1975 гг. зольность добытого угля увеличилась с 20,7 до 23,3%. Механическое обогащение позволило снизить зольность отгруженного угля против добытого в 1960 г. на 1,8%, в 1972 г. — на 3,1%. На обогатительных фабриках Минуглепрома СССР в 1975 г. переработано 277 млн. т угля, 56% добытого в стране угля подверглось механическому обогащению. Уголь, добытый для коксования, в настоящее время обогащается почти полностью (95,6%). В царской России уголь обогащался только для целей коксования. В СССР стали обогащать наряду с углем для коксования антрацит, а в последние 15 лет и бурый уголь.

В настоящее время применяются все известные методы обогащения: мокрый, пневматический, флотационный, а с 1959 г. широко начал внедряться прогрессивный метод обогащения угля в минеральных суспензиях. Улучшение экономики предприятия и в целом угольной промышленности в большой мере зависит от повышения качества угля, отгружаемого потребителям, и ускорения темпов развития углеобогащения.

Открытым способом в СССР в 1975 г. было добыто 225,8 млн. т угля (с участками открытых работ при шахтах). Удельный вес открытого способа в общей добыче составил 32,2% (табл. 8). При увеличении общей добычи угля в период с 1965 по 1975 г. на 123,6 млн. т добыча угля открытым способом возросла на 85,3 млн. т. С 1950 г. объем добычи угля открытым способом вырос в 8,5 раза.

В течение всего времени развития угольной промышленности в СССР удельный вес открытой добычи угля неуклонно увеличивался.

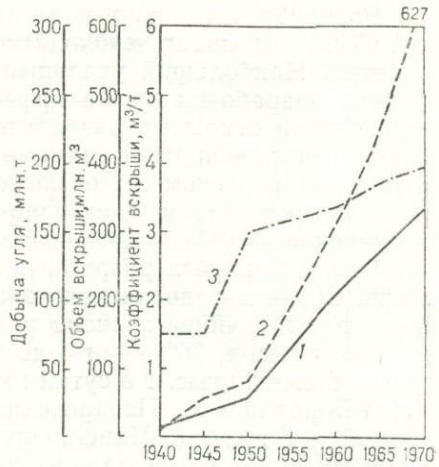
Таблица 8

Добыча угля открытым способом в 1975 г.

Бассейны, районы	Удельный вес в общей добыче по бассейну (району), %	Уголь, млн. т	
		каменный	бурый
Кузнецкий	33,2	45,8	—
Карагандинский	7,5	3,5	—
Подмосковный	10,8	—	3,7
Экибастузский	100,0	45,8	—
Восточная Сибирь и Дальний Восток	48,0	19,5	55,0

Рис. 3. Развитие открытой разработки угля в СССР (Угольные месторождения. . . , 1971).

1 — добыча угля; 2 — объем вскрыши; 3 — коэффициент вскрыши



Перед Великой Отечественной войной открытым способом добывалось 3,8% угля. В последующие годы основной прирост добычи открытым способом происходил преимущественно за счет восточных районов страны. Если в 1950 г. открытым способом в районах, расположенных восточнее Урала и в Казахской ССР, извлекалось 43% добываемого по разрезам угля, то в 1975 г. — 75,7%. Учитывая имеющиеся в восточных районах страны уникальные месторождения угля, пригодные для открытой разработки, удельный вес добычи открытым способом в этом районе может быть еще увеличен.

в этом районе может быть еще увеличен.

В связи с развитием добычи угля открытым способом в Кузбассе, на Черемховском месторождении в Восточной Сибири и в Экибастузском бассейне в Казахской ССР удельный вес каменного угля в общем объеме открытой угледобычи увеличился: в 1950 г. — 9,7%, в 1975 г. — 48,3%. Этому также способствовало некоторое уменьшение потребности в буром угле в 1966—1968 гг. С 1966 г. впервые началась добыча коксующегося угля на разрезах Кузбасса. Было добыто (в млн. т) в 1968 г. — 0,635, 1969 — 1,218, 1970 — 1,793, 1971 — 2,078, 1972 — 2,343, 1975 — 2,977.

Объемы вскрышных работ по разрезам угольной промышленности возрастали не пропорционально росту добычи угля (рис. 3). Увеличение коэффициента вскрыши за последние годы связано в основном с увеличением в общей добыче угля открытым способом долевого участия разрезов Кузбасса со сложными горно-геологическими условиями (табл. 9). В дальнейшем этот показатель может быть улучшен за счет увеличения добычи канско-ачинского и экибастузского угля. Наибольшую глубину разработки имеют разрезы Урала: Коркинский, Волчанский и Богословский. Коркинский разрез в январе 1976 г. имел глубину от поверхности 383 м.

Таблица 9

Изменение коэффициента вскрыши в основных бассейнах и месторождениях (м³/т)

Бассейны и месторождения	Годы						
	1940	1945	1950	1955	1960	1965	1970
Минуглепром СССР,	1,5	1,5	3,0	3,2	3,3	3,7	3,9
в том числе:							
Подмосковный	—	—	—	2,5	5,0	6,3	11,3
Челябинский	1,2	1,4	3,8	4,7	5,0	5,3	5,4
Кузнецкий	—	—	1,9	3,6	4,4	6,1	6,0
Канско-Ачинский	—	—	1,6	1,0	1,3	1,0	1,4
Иркутский	1,9	1,7	4,4	2,6	2,6	2,8	2,1
Кивда-Райчихинское	1,8	1,8	3,5	4,1	3,8	4,6	6,5
Экибастузский	—	—	—	1,1	2,2	2,0	1,8

2475



Разнообразие горно-геологических условий угольных месторождений СССР вызывает необходимость применения различных систем разработки. Наибольший удельный вес в 1975 г. занимала транспортная система разработки, менее эффективная, чем другие, но универсальная для условий открытых разработок Советского Союза. Наиболее экономичная бестранспортная система разработки получила развитие в основном в Иркутском и Подмосковном бассейнах и на Кивда-Райчихинском месторождении, где горно-геологические условия допускают ее применение. В 1975 г. удельный вес этой системы 36,8%.

Число угольных разрезов в СССР за 1966—1975 гг. возросло с 61 до 68. Средняя годовая нагрузка на один разрез в 1975 г. 3144 тыс. т, при этом 20% общего числа разрезов имеют среднесуточную нагрузку от 1 до 3 тыс. т, 36% — от 3 до 8 тыс. т и 44% — свыше 8 тыс. т; нагрузку более 20 тыс. т в сутки имеют разрезы: Кумертауский, Азейский, Ирша-Бородинский, Назаровский, и в Экибастузе — Центральный, Западный и Богатырь. Наибольшую нагрузку в 1975 г. имели разрезы Экибастузского бассейна — 41829 т/сут. В 1975 г. 57,2% добычи угля получено на разрезах годовой мощностью более 5 млн. т. Общая производственная мощность разрезов в сравнении с 1970 г. возросла со 162,6 до 213,8 млн. т или на 32%.

Один из важнейших факторов улучшения технико-экономических показателей открытых работ — увеличение нагрузки на разрез на базе внедрения мощного оборудования и лучшего использования имеющегося оборудования на основных работах. Разрезы оснащаются высокопроизводительными экскаваторами-драглайнами ЭШ-10/70, ЭШ-15/60, ЭШ-25/70 и механическими лопатами ЭВГ-4, ЭВГ-8, КГ-12,5, а также роторными экскаваторами производительностью 1250 и 5000 м³/ч. Средняя емкость ковша действующих экскаваторов увеличилась за период с 1968 по 1975 г. на 22%. В настоящее время заканчиваются работы по монтажу мощного экскаватора с ковшом емкостью 100 м³ и стрелой длиной 100 м на Назаровском разрезе, а также ведутся работы по созданию роторных экскаваторов с повышенным усилием резания.

Географическое размещение запасов угля в СССР предопределяет развитие добычи в перспективе преимущественно в восточных районах страны, где вблизи железнодорожных магистралей расположены угольные бассейны и месторождения (Кузнецкий, Канско-Ачинский, Экибастузский, Тургайский, Иркутский и др.) с благоприятными горно-геологическими условиями, позволяющими организовать в больших масштабах добычу угля открытым способом с высокими технико-экономическими показателями.

МАРОЧНЫЙ СОСТАВ ДОБЫВАЕМОГО УГЛЯ

СССР располагает запасами угля всех известных в природе марок от лигнитов и низкой стадии углефикации бурых углей до высокометаморфизованных антрацитов. Благодаря разнообразию геотектонических условий в Донецком и Кузнецком бассейнах добываются каменные угли всех марок (табл. 10).

Удельный вес бурых углей в общей добыче в 1975 г. 23,2%. Основная масса антрацитов добывается в Донбассе, тощие угли поставляют Донбасс и Кузбасс. Коксующиеся угли добываются в Донецком, Кузнецком, Карагандинском и Печорском бассейнах. Основной поставщик коксующихся углей в стране — по-прежнему Донецкий бассейн. В табл. 11 приводится долевое участие четырех основных бассейнов страны в поставке угля, идущего на коксование.

Таблица 10

Добыча углей по маркам в 1975 г. (млн. т)

Бассейны	% от общей добычи	Общая добыча	Антрациты и полуантрациты А+ПА	Каменные					Д и другие неучтенные
				Т	ОС	Ж	К	Г	
Донецкий	31,7	223,0	83,7	17,1	14,1	27,5	15,6	55,1	9,9
Кузнецкий	19,6	137,6	0,1**	18,6	36,5	14,4*	25,0	33,0	10,0
Карагандинский	6,6	46,3	—	—	0,7	11,8*	33,8	—	—
Печорский	3,4	24,2	—	—	—	13,9	2,1	—	8,2

* КЖ+Ж.

** Горловский бассейн.

Таблица 11

Добыча углей для коксования по маркам в 1975 г. (млн. т/%)

Бассейны	Общая добыча	Коксующиеся угли марок						
		Т	ОС	Ж	КЖ	К	К ₂	Г
Донецкий	88,5	2,2	13,2	27,2	—	15,6	—	30,3
		100,0	73,0	50,0	—	41,6	—	66,5
Кузнецкий	56,2	4,3	12,5	1,9	14,6	10,2	12,7	
		—	23,8	23,0	6,5	39,0	94,0	28,0
Карагандинский	18,1	0,5	—	11,8	5,2	0,6	—	
		—	2,7	—	93,5	13,7	6,0	—
Печорский	14,4	—	12,3	—	2,1	—	—	
		—	—	22,7	—	5,6	—	—

Примечание. Доля добычи углей отдельных марок по бассейнам рассчитана к общему количеству углей данной марки.

Таблица 12

Запасы угля на шахтах и разрезах (млрд. т)

Бассейны	Балансовые запасы категорий А+В+С ₁ +С ₂				Бассейны	Балансовые запасы категорий А+В+С ₁ +С ₂			
	общие	коксующихся углей				общие	коксующихся углей		
		всего	марок ОС+Ж+К	марок А+ПА			всего	марок ОС+Ж+К	марок А+ПА
Действующие шахты и разрезы СССР, в том числе:	34,4	15,3	10,9	2,7	Строящиеся шахты и разрезы СССР, в том числе:	6,2	2,0	1,1	1,1
Донецкий	10,8	5,2	3,0	2,5	Донецкий	2,7	1,4	0,4	1,1
Кузнецкий	11,8	7,0	5,0	—	Кузнецкий	0,3	0,1	0,1	—
Карагандинский	2,2	1,6	1,6	—	Карагандинский	0,2	0,2	0,2	—
Печорский	2,1	1,1	1,1	—					

Табл. 12 дает представление о запасах всех и коксующихся углей на действующих и строящихся шахтах и разрезах. Соотношение балансовых запасов позволяет сохранить на ближайшие 20—30 лет сложившийся уровень добычи коксующихся углей в основных бассейнах, но перспективы этих бассейнов в отношении расширения добычи коксующихся углей далеко не равноценны. Наиболее сложные условия складываются в Донбассе, хотя здесь добывается 39,7% коксующихся углей, что обеспечивается соотношением запасов. Однако следует учитывать, что пласты коксующихся углей в бассейне залегают в сложных горно-геологических условиях, на больших глубинах и имеют преимущественно небольшие мощности. Все это значительно удорожает себестоимость их разработки.

Кроме того, производственные мощности шахт, добывающих коксующиеся угли, освоены полностью, и дальнейшее увеличение добычи на этих шахтах сопряжено с серьезными техническими трудностями. Если же еще учесть отсутствие или весьма ограниченное число резервных участков в бассейне, то приходится ориентироваться на расширение добычи коксующихся углей в других бассейнах, прежде всего в Кузнецком, перспективы которого несравнимо больше. Правильное решение вопросов обогащения также может быть резервом увеличения поставки угля для коксования.

СОПОСТАВЛЕНИЕ УГЛЕДОБЫЧИ В СССР И ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАНАХ

В 1975 г. в мире добыто 3290 млн. т угля, в том числе 2398 млн. т каменного и около 892 млн. т бурого. В КНР по официальным данным в 1960 г. добыто 420 млн. т угля. За последующие годы есть только оценка: 1965 г.—240 млн. т, 1970 г.—300—330 млн. т и 1975 г.—430—470 млн. т. Объем мировой добычи угля в основных угледобывающих странах, на долю которых приходится около 90% добываемого угля, см. в табл. 14. По сравнению с 1966—1969 гг. уровень мировой добычи несколько возрос, однако общая добыча в 1971 г. была несколько меньше, чем в 1970 г. Изменилось и соотношение добычи каменного и бурого угля. Добыча бурого угля сократилась только в 1967 г., а в последующие годы непрерывно возрастала.

В СССР и других социалистических странах уровень добычи угля неуклонно возрастал, тогда как в других странах имели место различные условия и факторы, определяющие уровень добычи. Связано это в основном с изменениями конъюнктуры на мировом рынке энергетического сырья, и особенно с энергетическим кризисом 1973—1975 гг. В 1969—1970 гг. отмечался дефицит угля, который уже в 1971 г. сменился снижением спроса на уголь в ряде капиталистических стран. С 1971 г. было отмечено дальнейшее снижение доли угля в топливно-энергетическом балансе ряда стран (табл. 13).

Высказывавшиеся в середине 60-х годов текущего столетия предположения о значительном снижении добычи угля из-за открывавшейся перспективы замены его другими видами энергетического сырья не оправдались полностью в силу ряда причин. Потребление энергии возрастало более быстрыми темпами, чем предполагалось, особенно в промышленно развитых капиталистических странах. Так, в Западной Европе, США и Японии потребление энергии увеличивалось ежегодно на 5%. Видимо, такие темпы роста сохранятся и в ближайшем будущем, в результате чего к середине 80-х годов нашего века потребность этих стран в энергии удвоится. Страны Западной Европы и США испытывают затруднения с получением нефти из стран Ближнего Востока. Страны-экспортеры резко повысили цены на нефть, правительства Ли-

Таблица 13

Удельный вес угля в топливно-энергетическом балансе (%)
(Методы . . . , 1971; Угольная промышленность, 1973)

Страны	Годы			Страны	Годы		
	1965	1970	1975		1965	1970	1975
США	22,8	18,9	18,3	Франция	44,0	29,0	22,4
Великобритания	63,9	42,9	37,8	Япония	29,5	21,4	Нет данных
ФРГ	54,2	38,0	32,2	Австралия	48,6	43,4	38,6

вии и других стран ввели ограничения на добычу нефти. Значительно меньшими, чем ожидалось, оказались запасы природного газа на месторождениях, пригодных к эксплуатации. Развитие атомной энергетики происходит медленнее, чем намечалось, в связи с возникшими техническими проблемами. Поэтому уголь остается одним из основных видов энергетического сырья для электростанций.

Однако развитие угольной промышленности в отдельных капиталистических странах после 1965 г. происходило весьма неравномерно. Угольная промышленность западноевропейских стран, входящих в Европейское экономическое сообщество, после некоторого улучшения конъюнктуры в 1969—1970 гг. вновь с 1971 г. переживает серьезные трудности. Ухудшение общей экономической конъюнктуры привело к сокращению добычи угля в 1971 г. на 6,3%. В 1973 г. в Западной Европе добыто 408,2 млн. т угля, в том числе бурого — 142,6 млн. т. С 1 января 1973 г. после вступления Великобритании, Ирландии и Дании в ЕЭС вся угледобыча Западной Европы сосредоточилась в этом объединении.

Энергетический кризис, охвативший в 1973 г. Западную Европу, привел к увеличению импорта каменного угля в страны ЕЭС (около 48 млн. т). Более 60% угля было импортировано из стран, не входящих в ЕЭС. На долю Франции (12,5 млн. т), Италии (11,5 млн. т), ФРГ (7,6 млн. т) и Бельгии (7,2 млн. т) пришлось более 80% всего импорта стран ЕЭС.

В тяжелом положении оказалась угольная промышленность ФРГ. В 1970 г. спрос на уголь был значительно выше прогнозируемого. При сохранении добычи на прежнем уровне удалось обеспечить сбыт со складов большей части запасов угля и кокса. Однако в 1971 г. сбыт угля, кокса и брикетов оказался ниже добычи и, несмотря на снижение объема добычи, запасы угля на складах достигли 4,3 млн. т, в 1974 г. — 7,7 млн. т (Ортзак, 1973).

Валютный кризис, повлекший за собой девальвацию западногерманской марки, резко ухудшил конкурентоспособность и без того дорогого западногерманского угля. В энергетической программе ФРГ, опубликованной в 1973 г., на 1978 г. было предусмотрено потребление 83 млн. т каменного угля (в пересчете на условное топливо). Значительный спад потребности в каменном угле по сравнению с 1973 г. (свыше 100 млн. т условного топлива) в перспективе представляется маловероятным.

Благодаря спросу на бурый уголь со стороны ЕЭС его добыча в ФРГ в 1973 г. возросла до 118,7 млн. т, в 1975 г. — до 123,4 млн. т. Основная часть добытого бурого угля приходится на Рейнский бурогольный бассейн. Бурый уголь в ФРГ в основном используется электростанциями, в 1973 г. — покрывал около 19% общей потребности

страны в первичном энергосырье. Ввиду низкой стоимости тепловой энергии бурого угля он в дальнейшем будет удовлетворять требованиям надежности и экономичности энергоснабжения.

В Великобритании в 1971 г. отмечен низкий уровень спроса на энергию вследствие общего экономического спада. Добыча угля за год снизилась на 15,7%. Это снижение было вызвано помимо экономических социальными причинами: всеобщей забастовкой шахтеров и большим числом невыходов, достигшим 19%. Впервые доля нефти в топливно-энергетическом балансе страны превысила долю угля. Несмотря на это, Великобритания импортирует уголь: в 1971 г.— 3,5 млн. т, в 1972 г.— почти 5 млн. т. Основными поставщиками угля были США (более 50%), Канада, Польша и страны ЕЭС (0,5 млн. т).

Национальное управление по углю Великобритании разработало план расширения добычи угля на 11 лет, одобренный правительством. Он предусматривает 1,5 млрд. долларов капиталовложений на расширение, реконструкцию действующих шахт и разработку новых месторождений. К 1985 г. добычу шахтным способом намечено довести до 150 млн. т (в 1975 г. было добыто 127,8 млн. т). Половину прироста добычи предполагается получить на новых месторождениях. В 1980 г. значительно увеличится добыча высокосортных коксующихся углей на подводно-морском месторождении Дургам.

По-прежнему быстрыми темпами снижается добыча угля в Бельгии (на 4% в 1971 г.) и особенно во Франции (на 11%) и в Нидерландах (на 16,3%). В 1973 г. в Нидерландах была остановлена добыча угля на государственных шахтах.

Наряду с этим в ряде капиталистических стран (США, Австралия, Канада) происходило наращивание мощностей угольной промышленности, и в некоторых странах наблюдался рост объема добычи угля. Так для подготовки угольной промышленности США к удовлетворению растущего спроса капитальные вложения в нее в 1972 г. были увеличены на 44% по сравнению с 1971 г. и составили 658 млн. долларов. США, занимающие второе место в мире по добыче угля, достигли в 1975 г. наивысшего за последние годы уровня добычи — 590 млн. т, хотя максимальный уровень добычи (624 млн. т в 1947 г.) еще не перекрыт. В 1971 г. в США добыча угля снизилась на 7%. Некоторый спад потребления угля в США в 1971 г. был вызван общим спадом в экономике, а также принятием законов о запрещении загрязнения атмосферы, которые вынудили некоторых потребителей использовать другие виды топлива. В 1975 г. более половины всего угля (54,7%) было добыто открытым способом (Райхл, 1973).

Энергетический кризис, охвативший США, как и большинство других капиталистических стран, в конце 1973 г., заставил по-новому решать вопросы развития угольной промышленности. Известно, что запасы угля в США намного (в 8—9 раз) превышают запасы нефти и природного газа, а энергетика страны в послевоенный период была ориентирована именно на последние виды ископаемого топлива. Предложенная в 1973 г. программа самообеспеченности страны энергетическим сырьем предусматривает резкий рост добычи угля к 1985 г. (0,7—1,6 млрд. т). Рост добычи угля необходим в первую очередь для снабжения топливом электростанций, на которые в 1970 г. приходилось 62%, а в 1975 г. 72% общего потребления угля в стране. На базе угля в конце 1975 г. в США производилось около 65% всей электроэнергии. В дальнейшем рост потребления угля будет продолжаться из-за развития производства электроэнергии на тепловых электростанциях и перевода на уголь ряда электростанций, работающих на нефти и газе.

Дополнительная потребность в угле предусматривается также для коксохимии и экспорта. Кроме того, ведутся широкие финансируемые правительством научные исследования по разработке экономичной технологии переработки угля в газ и жидкое топливо. Угольные кампании США разработали программы строительства новых предприятий; в строительстве и проектировании находятся шахты и разрезы суммарной производственной мощностью около 450 млн. т в год. Этими программами предусматривается значительный (в 1975 г.—1265 млн. долларов) рост капиталовложений (Угольная промышленность США, 1976).

В 1975 г., как и предыдущие пять лет, продолжалось развитие угольной промышленности Австралии, ЮАР и Канады. Ежегодный прирост добычи угля в этих странах 2,2—3%, а в 1971—1975 гг.—8—11%. В Японии вследствие дальнейшего удорожания добычи угля появилась тенденция к свертыванию угольной промышленности и увеличению импорта угля. Закупка угля в Австралии и ЮАР обходится дешевле разработки собственных месторождений. Поэтому добыча его в 1966—1970 гг. снизилась на 20%, а в 1975 г.—еще на 50% при непрерывном росте импорта. В Японию в 1973 г. было ввезено 57 млн. т угля, из них до 40% из США. Поставляли также уголь в Японию Австралия, Канада, СССР и ПНР. В 1975 г. уголь, несмотря на снижение его добычи в некоторых странах, впервые за многие годы увеличил свою долю в топливно-энергетическом балансе капиталистических стран.

Развитие промышленности в СССР и других социалистических странах вызывает бурный рост потребления энергии. В большинстве социалистических стран из года в год увеличивается добыча угля. Крупнейшие производители угля в странах СЭВ после СССР—ГДР, Польша и Чехословакия.

Перед буроугольной промышленностью ГДР стоит задача сохранить вплоть до 1980 г. достигнутый уровень годовой добычи бурого угля в стране (около 250 млн. т), несмотря на то что около 20 выемочных полей находятся в стадии доработки и в ближайшее время из годовой добычи выпадет около 150 млн. т бурового угля, т. е. 58% достигнутого уровня по стране. Решать указанную задачу намечается двумя путями: 1) скорейшим окончанием разведочных и всех подготовительных работ и введением в эксплуатацию новых крупных буроугольных разрезов; 2) форсированием работ по автоматизации технологических процессов на действующих и вводимых в строй разрезах. Решение поставленной задачи осложняется тем, что условия залегания месторождений на новых участках существенно сложнее, чем на разрабатываемых в настоящее время.

В 1975 г. в Польской Народной Республике был достигнут рекордный уровень добычи каменного угля—172 млн. т. Это позволяет ПНР занимать четвертое место в мире по добыче каменного угля, а по объему его экспорта—второе после США.

Повышение добычи угля и увеличение капиталовложений тесно связано с дальнейшим техническим прогрессом. Предполагается концентрация работ. Каждая четвертая механизированная лава на шахтах страны дает более 1000 т угля в сутки. Суточная нагрузка на шахту за 15 лет увеличилась на 81%, значительно увеличилась производительность труда. Несмотря на ввод в эксплуатацию 14 новых шахт, численность рабочих, занятых в угольной промышленности, не увеличилась. Основными направлениями развития польской угольной промышленности предусматривается в 1980 г. добывать 190 млн. т каменного угля и 40 млн. т бурого.

Добыча угля в СССР в 1975 г. достигла наивысшего за все время ее существования уровня—114 млн. т. Основная доля добываемого

в ЧССР каменного угля поступает из Остравского бассейна (24 млн. т в 1970 г.). Из общего количества добытого здесь угля 17,2 млн. т пригодно для коксования. Этот бассейн является важной угольной базой для металлургической промышленности страны, а также существенную роль играет в Чехословацком экспорте. Бурый уголь добывается в Мостовском и Соколовском бассейнах главным образом открытым способом с высокой экономической эффективностью. Увеличение доли угля, добываемого открытым способом, и осуществление мероприятий по техническому прогрессу позволили повысить производительность труда за период 1965—1970 гг. в 1,5 раза. В 1970 г. в странах СЭВ было добыто 1196,51 млн. т угля (46% мировой добычи), в том числе 613,64 млн. т каменного и 582,87 млн. т бурого (табл. 14).

Таблица 14

Динамика мировой добычи угля (млн. т, числитель — всего, знаменатель — бурого)

Страны	Годы			Страны	Годы		
	1966	1970	1975		1966	1970	1975
Добыто в мире, .	$\frac{2496,7}{739,7}$	$\frac{2599,1}{786,8}$	$\frac{3290}{892,0}$	Великобритания .	177,4	144,6	127,8
в том числе:				Чехословакия . .	$\frac{106,8}{74,1}$	$\frac{109,5}{81,3}$	$\frac{114,4}{82,4}$
США	$\frac{496,1}{3,5}$	$\frac{555,7}{5,4}$	$\frac{590,6}{16,6}$	Индия	$\frac{70,5}{2,6}$	$\frac{75,7}{3,6}$	$\frac{99,0}{3,0}$
ГДР	$\frac{251,0}{249,0}$	$\frac{262,1}{261,1}$	$\frac{247,0}{246,5}$	Австралия	$\frac{56,0}{22,1}$	$\frac{71,3}{23,3}$	$\frac{94,3}{27,5}$
ФРГ	$\frac{225,5}{98,1}$	$\frac{220,0}{107,8}$	$\frac{215,7}{123,4}$	Франция	$\frac{62,9}{2,6}$	$\frac{40,1}{2,7}$	$\frac{25,6}{3,1}$
Польша	$\frac{146,5}{24,5}$	$\frac{172,9}{32,8}$	$\frac{211,3}{39,6}$	Япония	$\frac{51,8}{0,5}$	$\frac{40,0}{0,2}$	$\frac{19,2}{0,1}$

Угольная промышленность СССР, будучи звеном топливно-энергетического хозяйства страны, получает развитие в увязке со всеми отраслями народного хозяйства. На фоне энергетического кризиса, охватившего ряд крупнейших капиталистических стран, достижения угольной промышленности СССР выглядят особенно внушительно, показывая преимущества плановой системы социалистического государства, позволяющей рационально и целенаправленно развивать топливно-энергетическую базу страны. Свыше 3 млрд. т топлива добыли шахтеры страны за девятую пятилетку. Рекордным стал завершающий 1975 г., в котором уровень добычи угля достиг рубежа 700 млн. т (Братченко, 1976). Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 гг. предусмотрен дальнейший значительный рост добычи угля, с доведением ее в 1980 г. до 790—810 млн. т.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

В целях ускорения темпов технического прогресса, повышения эффективности производства и обеспечения роста добычи угля без увеличения численности работников важнейшая задача Минугле-

прома СССР — осуществление технического перевооружения угольной промышленности на базе новой высокопроизводительной техники, прогрессивной технологии добычи угля, широкой реконструкции и модернизации шахт и разрезов. Решение поставленной задачи должно обеспечить значительное улучшение важнейших технических и экономических показателей отрасли (Основные..., 1972). Одно из главных условий дальнейшего роста добычи угля и сланца и коренного улучшения технико-экономических показателей угольной и сланцевой промышленности, повышения технического уровня производства и концентрации горных работ — увеличение мощности шахтного фонда путем строительства крупных шахт, разрезов и обогатительных фабрик, а также реконструкции действующих предприятий с приростом производственных мощностей. При размещении объектов строительства будет учитываться комплексное развитие экономических районов, максимальное использование угля и горючих сланцев в районах добычи, возможность передачи на дальние расстояния электроэнергии, вырабатываемой тепловыми электростанциями, и поставка высококачественного обогащенного угля в районы с дефицитом топлива.

Проектирование отдельных предприятий будет осуществляться, как правило, на основе комплексных планов развития угольных бассейнов и месторождений. В связи с этим повышаются требования к полноте геологической изученности не только отдельных шахтных полей, но и районов в целом. Проекты разведочных работ должны учитывать это обстоятельство, и в отчетах о результатах разведки должны быть представлены необходимые сведения.

Учитывая, что наиболее высокие технико-экономические показатели имеют крупные шахты, разрезы и обогатительные фабрики, решено принимать: 1) проектную мощность шахт, как правило, 2—3,6 млн. т в год, а на участках с весьма благоприятными горно-геологическими условиями 4,5—6 млн. т в год; 2) проектную мощность угольных разрезов не менее 5 млн. т в год, а на особо благоприятных месторождениях 30—60 млн. т в год; 3) строительство шахт мощностью менее 2 млн. т и разрезов менее 5 млн. т в год при наличии соответствующих технико-экономических обоснований. Важная задача научных и проектно-конструкторских организаций — создание новой технологии и комплексной механизации разработки весьма тонких пластов (мощностью менее 0,7 м) без постоянного присутствия людей в очистном забое.

На месторождениях востока страны со значительными запасами угля, позволяющими создать в Западной Сибири и Казахстане крупные топливно-энергетические комплексы, предусматривается дальнейшее развитие открытого способа разработки. Особое внимание будет уделено месторождениям Канско-Ачинского бассейна в Сибири и Экибастузского в Казахстане, отличающимся благоприятными условиями для открытой разработки угля разрезами большой производственной мощности (36—60 млн. т в год).

Необходимо развивать наиболее прогрессивные системы открытой разработки (бестранспортную, транспортно-отвальную и комбинированную) и расширять применение техники непрерывного действия, многоковшовых экскаваторов, обеспечивающих круглогодичную выемку угля без взрывного рыхления, многоковшовых экскаваторов с высокими усилиями резания для разработки пород средней крепости, гидромеханизации для разработки мягких пород вскрыши, а также создать более производительное и надежное оборудование.

Дальнейшее совершенствование бестранспортных систем разработки угольных и сланцевых месторождений предусматривается путем

создания и применения на вскрышных работах более мощных экскаваторов: механических лопат с ковшами емкостью 35 и 100 м³ радиусом черпания 65—70 м, шагающих драглайнов с ковшами емкостью 8—10, 15, 25, 40, 80, 100 м³ и длиной стрелы 60, 70, 90, 100 м. Для вскрышных работ при транспортной системе разработки будут созданы механические лопаты с ковшом емкостью 6,3; 8,0; 12,5 м³ и роторные экскаваторы производительностью 1250, 2500, 5000 м³/ч.

Одним из важнейших результатов реализации основных технико-экономических направлений будет значительное увеличение производительности труда за счет повышения уровня концентрации во всех технологических звеньях процесса угледобычи; широкого развития комплексной механизации и автоматизации основных и вспомогательных процессов добычи угля и повышения уровня использования горной техники; ускорения темпов и повышения эффективности реконструкции предприятий; широкого внедрения научной организации производства и труда, новых методов планирования и управления. В области научно-исследовательских, проектных и конструкторских работ главные задачи — разработка и внедрение прогрессивной техники и технологии добычи угля, направленных на резкое повышение производительности труда, снижение затрат на добычу угля и его переработку, улучшение качества и увеличение выхода крупных и средних сортов угля.

Наряду с разработкой текущих научных проблем и созданием оборудования для комплексной механизации и автоматизации производства на действующих предприятиях должны разрабатываться проекты и модели предприятий и оборудования будущего, обеспечивающие переход на качественно новые технологические процессы со значительным повышением производительности труда и снижением затрат по сравнению с современным уровнем. Для определения наиболее перспективных направлений технического прогресса, эффективных путей развития угольной и сланцевой промышленности будут разрабатываться научно-технические прогнозы развития промышленности по отдельным бассейнам и отраслевым проблемам.

Важнейшие проблемы — создание научных основ новой технологии разработки мощных круто падающих пластов с закладкой выработанного пространства для Кузбасса и мощных пологих пластов с обрушением для Карагандинского бассейна, а также тонких пластов для глубоких шахт Донбасса; изыскание новой эффективной технологии и систем разработки, способов дегазации и методов разгрузки пород от горного давления для безопасной выемки пластов, подверженных внезапным выбросам угля, газа и горным ударам; изыскание систем разработки и средств добычи угля и сланца без постоянного нахождения людей в забое; создание высокоэффективных выемочных машин на базе импульсной техники, в первую очередь для разработки тонких пластов Донбасса; создание эффективных методов и средств для попутной разработки тонких угольных пластов на разрезах Кузнецкого и Минусинского бассейнов.

Советский Союз располагает огромными промышленными запасами угля, что обеспечивает эффективную работу и дальнейшее развитие угольной промышленности страны. Основные пути ее развития, намеченные Минуглепромом СССР, направлены на значительное улучшение всех технико-экономических показателей работы отрасли и закладывают необходимые предпосылки для дальнейшего роста добычи угля.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Впервые подсчет запасов угля в России был произведен в 1913 г. Геологическим комитетом к XII сессии Международного геологического конгресса. В тот период систематические исследования были проведены только в Донецком бассейне и начаты в Кузнецком. Геология остальных угленосных районов почти не была изучена. Общие запасы угля России (в современных границах СССР) были оценены в 231 млрд. т—3,2% от общих мировых запасов. Россия по запасам угля заняла пятое место после США, Канады, Китая, Германии.

С 1917 г. уточнялись запасы отдельных бассейнов. Особенно значительные изменения были внесены в оценку запасов Кузнецкого бассейна в результате исследований группы Л. И. Лутугина. Наиболее серьезное увеличение запасов произошло после Великой Октябрьской социалистической революции. В первое время после революции разведочные работы проводились в Донецком, Кузнецком, Подмосковном бассейнах, на Урале, позднее—в открытых Карагандинском, Печорском бассейнах и других месторождениях. Эти работы приводили к переоценке запасов угля бассейнов и отражались на общей оценке запасов Советского Союза. Одна из обобщающих сводок была составлена под общим руководством М. М. Пригоровского в 1931 г. (Запасы..., 1937).

Первый Всесоюзный подсчет запасов, охвативший все известные в то время угленосные площади, был осуществлен к XVII сессии Международного геологического конгресса в 1937 г. В этом подсчете впервые были учтены перспективные запасы Карагандинского бассейна и ряда новых угленосных площадей Сибири и Дальнего Востока, а также существенно увеличены запасы ранее оцениваемых бассейнов и месторождений. Общие запасы страны были определены тогда в 1654 млрд. т.

Уже в первой пятилетке помимо оценки общих перспективных запасов стали выделяться разведанные запасы, оцениваемые по впервые установленным тогда категориям А, В, С₁ и С₂. Этим была положена основа учета разведанных запасов угля, в том числе и подготовленных для шахтного строительства. Начиная с 1942 г. эта оценка приводится в составляемых Всесоюзным геологическим фондом (ВГФ) ежегодных балансах, в которых отражаются все результаты разведочных и эксплуатационных работ, прошедших за истекший год.

Проводимый ежегодно учет движения разведанных запасов не исключал необходимости периодической оценки общих перспективных запасов, не учтенных в ВГФ, которые изменялись по мере общего изучения геологии Советского Союза и угленосных площадей. Такая переоценка была осуществлена при Втором Всесоюзном подсчете запасов в 1956 г., выполненном геологическими управлениями и трестами под руководством специально созданной Межведомственной комиссии,

возглавляемой Н. В. Шабаровым. Общие геологические запасы были определены тогда в 8670 млрд. т и разделялись на три группы достоверности — действительные (приравненные к сумме категорий $A+B+C_1$), вероятные (приравненные к категории C_2) и возможные, которым был присвоен индекс C_3 . Запасы эти были оценены по интервалам глубин 0—300; 300—600; 600—1200; 1200—1800 м в соответствии с нормами XVII сессии Международного геологического конгресса. Запасы разделялись также по основным группам метаморфизма углей (Шабаров, Тыхнов, 1958).

Результаты подсчета запасов 1956 г., а также данные баланса за последующие годы легли в основу оценки бассейнов и месторождений, приведенной в отдельных томах настоящей монографии. Однако запасы по отдельным бассейнам и месторождениям ныне уточнены на основе новых данных, полученных в результате геологоразведочных работ и изменения кондиций по мощности и зольности пластов угля. В результате общие геологические запасы, приведенные в отдельных томах монографии, приняты 9760 млрд. т. Увеличение произошло после учета запасов Обь-Иртышской угленосной площади. Эти запасы ранее не были включены в общую цифру угольных ресурсов страны в связи с весьма слабой изученностью и низким качеством палеогеновых углей.

Третий Всесоюзный подсчет запасов угля СССР проведен в 1967—1968 гг. по методике, рекомендованной Постоянной Комиссией СЭВ по геологии (1966 г.). Основные отличия кондиций 1968 г. от предыдущих заключались в ограничении глубины эффективной разработки бурых углей 600 м (в 1956 г. и бурые, и каменные угли подсчитывались до 1800 м). В СССР за основу приняты запасы, учтенные ВГФ на 1 января 1968 г. по категориям $A+B+C_1$ —255 млрд. т и C_2 —170 млрд. т.

Прогнозные запасы были подсчитаны до установленных глубин, а также на перспективных площадях, по которым подсчет ранее не был проведен. Сумма запасов, учтенных и прогнозных, составила общие геологические запасы угля по стране. Подсчет был проведен территориальными геологическими управлениями и трестами Министерства геологии СССР, общее руководство и обработка материалов осуществлены Лабораторией осадочных полезных ископаемых и Сибирским научно-исследовательским институтом геологии, геофизики и минерального сырья.

Минимальная мощность пластов угля и предельная зольность угля при подсчете геологических запасов принимались согласно нормам, установленным ВГФ для забалансовых запасов. Параллельно с общими геологическими запасами были оценены запасы, отвечающие по мощности и зольности кондициям ВГФ для балансовых запасов. Им присвоено наименование «кондиционных». Здесь следует иметь в виду, что при определении балансовых запасов, учитываемых ВГФ, кроме мощности пластов и зольности угля принимался ряд дополнительных условий: обводненность, пригодность для открытой угледобычи и даже расстояние до железной дороги. При оценке кондиционных прогнозных запасов эти факторы, экономическое значение которых изменчиво, во внимание не принимались.

В соответствии с принятой методикой в 1968 г. произведено разделение запасов, ранее относимых к категории C_3 , по степени достоверности на I и II группы. К I группе были отнесены прогнозные запасы изученных бассейнов и месторождений, непосредственно примыкающих к площадям с запасами категорий A, B, C_1 и C_2 , а также площадей, в которых угленосность установлена в отдельных точках. К этой группе, в частности, относятся целиком или частично запасы глубоких горизонтов освоенных бассейнов. По II группе оценены запасы на примы-

кающих к контурам прогнозных запасов I группы площадях, наличие угля на которых установлено в отдельных точках, а границы распространения угленосных формаций определены в результате поисковых или геологосъемочных работ. Выделены также запасы III группы на территориях, где предполагается угленосность. В таблицы подсчета запасов они не включены.

При сведении цифрового материала была принята система, обеспечивающая по возможности равную точность приводимых величин запасов. Учитывая, что точность более одного процента достигается первыми тремя знаками, была принята система трех значащих цифр. Знаки, расположенные правее третьего, подлежали округлению. Минимальные учитывавшиеся запасы приняты 1 млн. т. Округлены были

Таблица 15

Изменение общих геологических запасов угля СССР (млрд. т)

Бассейны, районы и угленосные площади	Годы					
	1913	1931	1937	1956	1962—1969 (по монографии)	1963
Всего СССР,	231,0	640,0	1654,0	8670,0	9760,0	6790,0
в том числе:						
Донецкий	59,6	60,7	88,9	241,0	177,0	128,0
Львовско-Волынский	—	—	—	1,8	1,5	1,7
Днепровский	0,1	0,4	0,5	4,2	4,2	6,0
Подмосковный	1,6	6,0	12,4	24,3	22,4	19,9
Камская	—	—	—	30,3	30,3	Перев. в III гр.
Печорский	—	50,0*	—	344,0	303,0	214,0
Кавказ	0,3	—	0,4	2,0	0,8	1,5
Урал	0,1	3,9	7,6	7,5	6,9	14,4
Горловский	—	—	1,5	17,2	17,2	7,2
Кузнецкий	13,6	400,0	451,0	905,0	908,0	725,0
Канско-Ачинский	—	60,0	85,0	1220,0	1260,0	601,0
Минусинский	—	14,0	20,6	36,9	36,2	32,5
Тувинская АССР	—	—	—	18,7	18,6	19,1
Иркутский	150,0	58,0	79,0	88,9	88,9	76,2
Обь-Иртышская (включая запасы мезозойских впадин)	—	—	—	—	1750,0	80,2
Таймырский	—	—	—	583,0	565,0	234,0
Тунгусский	—	300,0*	—**	1745,0	2183,0	2345,0
Усть-Енисейская	—	—	—	222,0	222,0	Перев. в III гр.
Пясино-Хатангская	—	—	—	—	56,1	56,1
Ленский	—	50,0*	—**	2647,0	1647,0	1647,0
Южно-Якутский	—	—	—	40,0	22,9	22,9
Зырянский	—	—	—	103,0	103,0	50,2
Забайкальская	0,2	—	2,4	8,4	24,1	23,8
Дальний Восток (отдельные м-ния)	0,2	—	—	—	79,3	79,3
Приморский край	—	—	40,0	35,7	16,2	16,2
о. Сахалин	0,6	—	—	20,1	12,0	12,0
Камчатка	—	—	—	0,8	0,2	19,9
Средняя Азия	—	0,2	20,0	40,8	41,7	41,3
Казахстан,	0,1	15,6	62,8	140,0	162,0	162,0
в том числе:						
Карагандинский	—	15,0	52,7	51,2	51,3	51,3
Тургайский	—	—	—	36,5	61,3	61,9
Экибастузский	—	0,6	—	12,2	10,1	10,1

* Ориентировочные оценки, в суммарные запасы не включены.

** Запасы оценены по группе «прочие районы СССР».

итоговые цифры, что наиболее правильно. Но следует иметь в виду, что в этом случае при подсчете таблиц в горизонтальном и вертикальном направлениях могут иметь место небольшие расхождения в последней значащей цифре. Такие расхождения никак не влияют на практическое использование цифрового материала.

В результате подсчета 1968 г. (История..., 1976) общие геологические запасы угля СССР определились в 6790 млрд. т (8670 млрд. т в 1956 г.). Изменение запасов обусловлено в основном различиями в методике подсчета 1956 и 1968 г., в том числе ограничением глубины подсчета бурого угля до 600 м. Из числа подсчитанных в 1956 г. прогнозных запасов в 1968 г. 594 млрд. т было переведено в III группу и не включено в общие сводные таблицы запасов угля, в связи с отсутствием достаточных данных для их геолого-промышленной оценки. В частности, к ним отнесены запасы Камской угленосной площади (30,3 млрд. т), глубокие горизонты Таймырского бассейна (300 млрд. т) и др. По этой же группе предварительно оценены запасы Обь-Иртышской угленосной площади палеогенового возраста, приведенные в 7 томе монографии (1627 млрд. т).

В 1968 г. существенно уточнены запасы по результатам проведенных геологопоисковых и разведочных работ, а также в связи с изменением кондиций. Из-за введения более жестких кондиций уменьшились геологические запасы Печорского и Донецкого бассейнов соответственно на 130 и 113 млрд. т. За счет оценки новых площадей возросли прогнозные запасы по угленосным площадям Забайкалья и Дальнего Востока, а также общие геологические запасы (табл. 15).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ПО БАСЕЙНАМ, УГЛЕНОСНЫМ ПЛОЩАДЯМ, РАЙОНАМ И ИХ ИЗУЧЕННОСТЬ

Оцененные геологические запасы сосредоточены в угольных бассейнах, районах и на угленосных площадях, а также в пределах отдельных тектонических структур — месторождений. Принятая при подсчете запасов номенклатура (ранг) подразделений не установлена строго. Так, под угольным бассейном понимаются крупнейшие угленосные массивы, занимающие большие площади и обладающие огромными запасами (например, Тунгусский), и такие, как Угловский или Партизанский, имеющие ограниченное площадное распространение и небольшие запасы. Термин «бассейн» применяется в основном по установившейся в литературе традиции. Понятие «угленосная площадь» по существу близко к понятию «бассейн». Сюда отнесены в большинстве случаев менее изученные, обычно разобщенные в пространстве угленосные массивы, объединяемые по геологическому строению или другим признакам.

Угольные месторождения за пределами бассейнов и угленосных площадей, как правило, имеют ограниченные размеры и приурочены к отдельным изолированным тектоническим структурам. Группы таких месторождений иногда объединяются в угленосные районы, площади или при одновозрастном и однотипном образовании — в бассейны (например, Южно-Уральский, Днепровский). В пределах бассейнов и угленосных площадей выделяются геолого-промышленные районы.

В настоящем разделе принята в основном номенклатура, установленная в предыдущих томах монографии с небольшими отступлениями, предложенными при оценке прогнозных запасов в 1967—1968 гг., в частности, описанные Обь-Иртышская и Амуру-Зейская угленосные пло-

Таблица 16

**Распределение запасов угля СССР по главнейшим подразделениям
и степени изученности по подсчету 1968 г. (млрд. т)**

Бассейны, угленосные площади, районы и отдельные крупные месторождения	Запасы					
	общие геоло- гиче- ские	кондиционные				
		всего	учтенные ВГФ на 1.1.75 по категориям		прогнозные по группам	
			A+B+C ₁	C ₂	I	II
Всего СССР,	6790,00	5710,00	276,00	143,00	1157,00	4134,00
в том числе						
<i>бассейны:</i>						
Тунгусский	2345,00	2089,00	1,74	3,56	7,70	2076,00
Ленский	1647,00	1539,00	1,22	1,02	485,76	1051,00
Кузнецкий	725,00	643,00	66,40	42,10	212,20	322,30
Канско-Ачинский	601,00	448,00	74,30	41,20	208,00	124,50
Таймырский	234,00	203,00	0,05	0,18	11,77	191,00
Печорский	214,00	42,60	8,56	1,30	18,00	14,74
Донецкий	128,00	95,60	54,90	17,30	7,00	16,40
Иркутский	76,20	31,30	7,14	13,10	10,50	0,56
Тургайский	61,90	48,10	6,98	0,10	33,50	7,52
Зырянский	50,20	30,00	0,14	—	1,55	28,31
Карагандинский	51,30	32,30	7,54	8,44	13,50	2,82
Минусинский	32,50	23,40	4,72	0,68	18,00	—
Южно-Якутский	22,90	20,50	2,81	2,38	6,45	8,86
Подмосковный	19,90	9,20	4,39	0,96	1,07	2,78
Удугхемский	17,90	12,60	0,66	—	5,04	6,90
Буреинский	15,20	10,90	0,77	1,17	8,84	0,12
Эквобастузский	10,10	7,10	7,00	0,10	—	—
Северо-Сосьвинский	9,91	7,98	0,46	0,82	2,50	4,20
Горловский	7,15	6,00	0,22	0,06	3,72	2,00
Днепроовский	5,96	3,62	2,45	0,20	0,87	0,10
Майкобенский	5,72	1,81	1,77	0,04	—	—
Узгенский	4,06	3,36	0,19	0,53	1,00	1,64
Раздольненский	2,22	1,66	0,05	0,23	0,15	1,23
Партизанский	1,74	0,69	0,18	0,27	0,22	0,02
Южно-Уральский	1,74	1,21	1,16	0,01	0,04	—
Львовско-Волынский	1,65	0,76	0,74	—	0,02	—
Челябинский	1,36	1,03	0,80	0,03	0,16	0,04
Кизеловский	0,85	0,51	0,45	0,06	—	—
Угловский	0,75	0,45	0,25	0,02	0,18	—
<i>Угленосные площади и районы:</i>						
Анадырская	76,70	67,00	0,05	1,50	4,60	60,85
Пясино-Хатангский	56,10	44,40	0,16	0,14	—	44,10
Обь-Иртышская (Базойская впади- на)	48,80	46,70	—	—	—	46,70
Амуро-Зейская (Свободное и Сер- геевское м-ния)	38,70	34,74	1,79	0,05	18,90	14,00
Туруханская	31,40	19,90	—	—	—	19,90
Забайкальская	23,80	17,90	5,95	0,33	6,46	5,16
Камчатская	19,90	16,73	0,07	0,06	2,80	13,80
Днепроовско-Донецкая	15,20	7,48	0,90	—	0,85	5,73
Жиланшицкая	12,80	11,80	—	—	10,30	1,50
о. Сахалин	12,00	10,11	1,75	0,80	3,66	3,90
Среднеамурская (Хабаровский край)	11,40	9,00	—	—	4,60	4,40
Гижигинская (Магаданская обл.)	8,60	5,50	—	—	—	5,50
Северо-Таймырская	7,70	6,20	—	—	—	6,20

Продолжение табл. 16

Бассейны, угленосные площади, районы и отдельные крупные месторождения	Запасы					
	общие геоло- гиче- ские	кондиционные				
		всего	учтенные ВГФ на 1.1.75 по категориям		прогнозные по группам	
			A+B+C ₁	C ₂	I	II
Охотская (Мелководническое, Лан- ское и др. м-ния)	6,00	2,20	0,30	1,17	0,10	0,63
Эльгенская	4,80	2,41	0,07	0,01	0,45	1,88
Омолонская	3,25	3,25	—	—	—	3,25
Тениз-Коржункульский	2,65	1,80	0,05	0,10	—	1,65
Брестская	2,32	1,16	—	—	1,16	—
Припятская	2,13	1,15	—	—	1,15	—
Омсучанская	1,70	1,00	0,02	0,02	0,01	0,95
Орская (Мамытское м-ние)	1,48	1,36	0,60	0,70	0,06	—
Ануйская	1,40	1,00	—	—	—	1,00
Аркагалинская	1,10	0,73	0,16	0,26	0,31	—
Западно-Верхоянская	0,34	0,29	—	—	—	0,29
Мангышлакский	0,26	—	—	—	—	—
Буланаш-Елкинский	0,18	0,14	0,11	0,03	—	—
Серовский	0,18	0,07	0,07	—	—	—
Шугор-Вуктыльский	0,16	0,02	—	—	—	0,02
Закарпатская	0,08	0,06	0,04	—	0,02	—
<i>Месторождения:</i>						
Кататское	7,78	7,78	—	—	3,45	4,33
Куларское	6,65	6,30	0,01	—	1,85	4,44
Бикинское	4,59	1,60	0,60	—	—	1,00
Ангренское	2,59	2,47	1,83	0,05	0,59	—
Фан-Ягнобское	1,67	1,41	0,55	0,29	0,57	—
Кендырликское	1,62	0,59	0,25	0,34	—	—
Завьяловское	1,45	1,15	0,20	0,10	0,40	0,45
Самарское	1,31	0,76	0,23	0,10	0,43	—
Белокаменско-Бобровское	0,96	0,92	0,14	0,40	0,38	—
Кольжатское	0,93	0,93	0,01	0,01	0,91	—
Шкотовское	0,79	0,44	0,36	0,08	—	—
Кайнаринское	0,67	0,64	0,11	0,12	—	0,41
Куучекинское	0,68	0,16	0,16	—	—	—
Юбилейное	0,67	0,66	—	—	0,66	—
Средне-Бикинское	0,65	0,38	—	—	0,38	—
Глуховское	0,62	0,44	—	0,12	0,32	—
Дарпирское	0,56	0,55	—	—	—	0,55
Бейнухинское	0,52	0,34	—	—	0,12	0,22
Верхнебикинское	0,50	0,50	—	—	—	0,50
Чихезское (Павловское)	0,47	0,42	0,37	—	0,05	—
Ленгерское	0,40	0,35	0,16	0,19	—	—
Кивда-Райчихинское	0,23	0,23	0,23	—	—	—

щадн и Тениз-Коржункульский бассейн отнесены к угленосным площадям. Сводка запасов по главнейшим бассейнам, угленосным площадям, районам и месторождениям с разбивкой по степени изученности приведена в табл. 16. Разведанные запасы категорий A+B+C₁ и C₂ в таблице приводятся по балансу ВГФ на 1 января 1975 г. За счет этого по некоторым подразделениям уточнились запасы, оцененные как прогнозные I группы.

Как видно из табл. 16, основные запасы (55% общих геологических) сосредоточены в двух крупнейших бассейнах: Тунгусском и Ленском. Затем следуют пять бассейнов с запасами свыше 100 млрд. т

каждый: Канско-Ачинский, Кузнецкий, Таймырский, Донецкий и Печорский. Далее следует ряд более мелких бассейнов и угленосных площадей (табл. 17).

Таблица 17

Распределение бассейнов по величине запасов угля

Размеры бассейнов по запасам, млрд. т	Запасы			
	общегеологические		кондиционные	
	число бассейнов	сумма запасов, млрд. т	число бассейнов	сумма запасов, млрд. т
Свыше 1000	2	3992	2	3628
100—1000	5	1902	3	1294
50—100	4	239	1	96
10—50	6	118	9	251
1—10	10	41	10	43

Большие запасы угля Тунгусского и Ленского бассейнов распределены на огромной площади развития палеозойских и мезозойских угленосных формаций в пределах Сибирской платформы и Ленско-Вилуйской синеклизы. Общая площадь угленосных отложений 1,5 млн. км² при средней углеплотности от 2 до 4 млн. т/км². Очень высокой углеплотностью (от 12 до 27 млн. т/км²) отличаются бассейны Кузнецкий, Карагандинский, Канско-Ачинский и уникальной (61 млн. т/км²) — Экибастузский. Данные о площадях развития угленосных отложений и углеплотности отдельных бассейнов приведены в табл. 18.

Таблица 18

Площади, запасы и углеплотность главнейших угленосных подразделений СССР

Бассейны, районы и угленосные площади	Площадь, тыс. км ²	Общие геологические запасы, млрд. т	Углеплотность, млн. т/км ²	Бассейны, районы и угленосные площади	Площадь, тыс. км ²	Общие геологические запасы, млрд. т	Углеплотность, млн. т/км ²
Тунгусский	1045	2345,0	2,20	Таймырский	75	234,0	3,12
Обь-Иртышская (III гр.)	912	1700,0	1,96	Иркутский	43	76,2	1,77
Ленский	400	1647,0	4,10	Камская (III гр.)	40	30,0	0,75
Анадырская	140	76,7	0,55	Кузнецкий	26	725,0	28,00
Подмосковный	120	19,9	0,16	Южно-Якутский	25	22,9	0,92
Печорский	90	214,0	2,40	Жиланшикская	20	12,8	0,64
Донецкий	60	128,0	2,14	Партизанский	6	1,7	0,29
в том числе:				Карагандинский	3	51,3	17,00
складчатая часть	35	115,0	3,30	Бурейнский	3	15,2	5,00
платформенная часть	25	13,0	0,52	Улугхемский	2,5	17,9	7,15
Канско-Ачинский	50	601,0	12,00	Узгенский	2	4,1	2,00
				Минусинский	1,1	32,5	29,00
				Экибастузский	0,2	10,1	61,00

Приведенные в табл. 18 запасы указывают на еще сравнительно слабую изученность угольных ресурсов страны. Только 419 млрд. т, или около 7,5% запасов разведаны, около 20% — прогнозные I группы. 72,5% общих геологических ресурсов страны оценены лишь по II группе прогнозных запасов. Наиболее крупные разведанные запасы сосре-

доточены в Канско-Ачинском, Кузнецком и Донецком бассейнах — по состоянию на 1 января 1975 г. 70% всех запасов категорий $A+B+C_1$ (195 млрд. т). Наиболее полно разведаны Экибастузский (99% $A+B+C_1$), Кизеловский (90%), Днепровский (70%). Южно-Уральский (97%), Челябинский (80%) и Донецкий (58%) бассейны.

Прогнозные запасы I группы (1157 млрд. т) оценены в основном в Ленском (486 млрд. т), Канско-Ачинском (208 млрд. т) и Кузнецком (212 млрд. т) бассейнах. Прогнозные запасы II группы в основном находятся в Тунгусском бассейне — 50% общесоюзных, или 99% кондиционных запасов бассейна. Это связано с большими трудностями разведки крупнейшего по площади бассейна, осложненного многочисленными интрузиями и еще слабо изученного. Значительные запасы этой группы приходится на Ленский (25% общесоюзных запасов) и на глубокие горизонты освоенных бассейнов.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ПО ГЛУБИНЕ ЗАЛЕГАНИЯ И МОЩНОСТИ ПЛАСТОВ

Запасы угля по глубине распределяются неравномерно. Количество их зависит от современных тектонических структур бассейна (района). Поскольку в большинстве случаев в строении угольных бассейнов и отдельных месторождений преобладают синклинальные формы структур, количество запасов угля по горизонтам обычно снижается с глубиной. Так, в целом по стране на глубине 0—300 м от поверхности сосредоточено 2742 млрд. т, или 48,0% оцениваемых кондиционных геологических запасов. Следует также учесть, что в отдельных бассейнах запасы верхнего горизонта существенно уменьшены из-за мощной толщи неугленосных покровных отложений, зон выгорания угольных пластов и их отработки. Например, в таких освоенных бассейнах, как Донецкий и Кузнецкий, на верхних горизонтах добыто угля соответственно 10 и 1,2 млрд. т, что с учетом потерь отвечает погашению 20 и 2,5 млрд. т запасов угля. На глубине от 300 до 600 м разведано 1649 млрд. т, или 29% кондиционных геологических запасов угля.

Таким образом, более 2/3 кондиционных по мощности и зольности геологических запасов угля сосредоточено на глубине до 600 м, перспективы их увеличения на более глубоких горизонтах (600—1800 м) сравнительно ограничены. Из оцененных бассейнов можно ожидать увеличение запасов на этой глубине в Таймырском и Тунгусском, запасы которых в связи с низкой изученностью ниже 600 м отнесены к III группе и при подсчете не учитывались. Распределение подсчитанных геологических запасов угля по глубине приведено в табл. 19.

По преобладающему развитию пластов различной мощности выделяются следующие группы бассейнов и районов:

1) с тонкими пластами (Донецкий, Львовско-Волынский, Партизанский бассейны, Булунский район Ленского бассейна, угленосные районы Северного Кавказа юрского возраста);

2) с пластами средней мощности (Печорский, Карагандинский, Минусинский, Южно-Якутский, Таймырский, Улукхемский (Улукхемский — в томе 8 монографии и на прилагаемой карте), Узгенский, Тунгусский, Подмосковский, Кизеловский бассейны);

3) с пластами большой мощности (Канско-Ачинский, Экибастузский, Кузнецкий, Тургайский, Южно-Уральский). Отдельные сверхмощные пласты известны в Южно-Якутском (до 40 м), Тунгусском (62 м) бассейнах, на Ткибули-Шаорском и Ангренском месторожде-

Таблица 19

Распределение кондиционных запасов отдельных подразделений по глубине залегания (млрд. т)

Бассейны, районы	Глубина, м					
	0-300	300-600	0-600	600-1200	1200-1800	0-1800
Всего СССР,	2742,00	1649,00	4391,00	862,00	457,00	5710,00
в том числе:						
Тунгусский	1232,00	487,00	1719,00	338,00	32,00+ +III гр.	2089,00
Ленский	611,00	565,00	1176,00	189,00	174,00	1539,00
Кузнецкий	114,00	125,00	239,00	223,00	181,00	643,00
Канско-Ачинский	287,00	160,10	447,10	0,90	—	448,00
Донецкий	9,68	23,02	32,70	41,20	21,70	95,60
Печорский	7,54	8,66	16,20	13,60	12,80	42,60
Карагандинский	6,80	5,57	12,37	12,91	7,02	32,30
Иркутский	30,25	1,05	31,30	—	—	31,30
Минусинский	10,00	7,45	17,45	5,29	0,64	23,38
Южно-Якутский	13,40	2,85	16,25	2,83	1,42	20,50
Бурейский	3,74	3,21	6,95	3,55	0,40	10,90
о. Сахалин	5,16	3,95	9,11	1,10	—	10,10
Узгенский	0,84	1,41	2,25	1,11	—	3,36

ниях. Разбивка подсчитанных геологических запасов по мощности угольных пластов проводится в зависимости от промышленно-генетических особенностей бассейнов (табл. 20).

Таблица 20

Распределение запасов угля наиболее изученных бассейнов по пластам различной мощности

Бассейны	Мощность пластов, м		Запасы, млрд. т	Удельный вес в общих запасах бассейна, %
	от	до		
Донецкий	0,45	Более 1,5	128,0	100
	0,45	Кондиц.	31,7	25
	Кондиц.	0,7	31,3	24
	0,7	1,0	37,1	29
	1,0	1,2	13,8	11
	1,2	1,5	8,9	7
	1,5	Более 1,5	5,2	4
Кузнецкий	0,4	Более 10,0	725,0	100
	0,4	0,7	77,5	11
	0,7	1,3	130,0	18
	1,3	3,5	279,0	39
	3,5	10,0	199,0	27
	10,0	Более 10,0	39,5	5
Карагандинский	0,5	10,0	51,3	100
	0,5	Кондиц.	14,4	28
	Кондиц.	1,3	8,7	17
	1,3	3,5	25,9	50
	3,5	10,0	2,3	5
Канско-Ачинский	0,4	Более 10,0	601,0	100
	0,4	0,7	0,5	0,1
	0,7	2,0	134,0	22
	2,0	3,5	110,0	18
	3,5	10,0	143,0	24
	10,0	Более 10,0	213,5	35,9

Продолжение табл. 20

Бассейны	Мощность пластов, м		Запасы, млрд. т	Удельный вес в общих запасах бассейна, %
	от	до		
Минусинский	0,4	Более 10,0	32,5	100
	0,4	0,7	2,2	6,6
	0,7	1,0	3,7	11,6
	1,0	3,5	15,8	48,6
	3,5	10,0	8,6	26,4
	10,0	Более 10,0	2,2	6,8
Улугхемский	0,4	10,0	17,9	100
	0,4	0,8	5,3	30
	0,8	1,3	4,1	23
	1,3	3,5	3,2	18
	3,5	10,0	5,3	29

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ПО КАЧЕСТВЕННЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ УГЛЯ

Распределение угля по группам и маркам в основном определяется петрографическим составом и различными видами метаморфизма органического вещества. Петрографический состав играет существенную роль в определении технологических марок, особенно на средних стадиях метаморфизма каменного угля, обладающего спекающейся способностью. Здесь по петрографическому составу выделяется марка слабоспекающихся углей (СС) с высоким содержанием микрокомпонентов группы фюзинита. Запасы СС оценены в 634 млрд. т, что превышает запасы коксующихся углей марок Ж, К, ОС (577 млрд. т), представленных хорошо спекающимися углями группы витринита. По стадиям катагенеза и метаморфизма выделяются три основные группы углей: бурые, каменные и антрациты. По подсчету 1968 г. из общего количества геологических запасов угля СССР 6790 млрд. т к бурым отнесено (до глубины 600 м) 2090 млрд. т, или 31%, к каменным и антрацитам (до глубины 1800 м) — 4700 млрд. т, или 69%, из них антрацитов около 100 млрд. т. При оценке запасов из 4960 млрд. т до сравнительной глубины 600 м бурых 2090 млрд. т (42%), каменных и антрацитов 2870 млрд. т (58%).

Каменный и бурый уголь встречается во всех угленосных отложениях от нижнего карбона до неогена. Однако наибольшие запасы слабоуглефицированных углей приурочены преимущественно к молодым формациям. Так, угли марки Б1 сосредоточены в основном среди кайнозойских образований (88% геологических запасов), а запасы марок Б2 и Б3 — среди мезозойских и кайнозойских (93%). Наоборот, почти все запасы антрацитов имеют палеозойский возраст. В целом это объясняется неглубоким погружением мезо-кайнозойских формаций в связи с преимущественно платформенным их образованием. Среди других закономерностей распределения ресурсов углей по их качественному составу можно отметить следующие.

1. Низкий процент запасов коксующихся углей марок ОС, К, КЖ и Ж — около 8%, а если не учитывать крайне слабо изученные ресурсы коксующихся углей Таймырского бассейна, то 5% от общих кондиционных запасов по стране. Угли этих марок приурочены в основном к

бассейнам геосинклинального типа и образовались в пределах узкой зоны регионального метаморфизма при погружении угленосной формации на большую глубину.

2. Большие запасы бурых и длиннопламенных углей в связи с наличием на территории страны крупнейших платформенных бассейнов и широких приплатформенных зон геосинклинальных бассейнов. Почти 90% углей марки Д сосредоточено в Тунгусском, Ленском бассейнах, приплатформенных частях Печорского и Донецкого бассейнов.

3. Отсутствие из-за глубокого эрозионного среза в некоторых бассейнах (Карагандинский, Южно-Якутский) слабо углефицированных углей.

В ряде бассейнов, и прежде всего в Тунгусском, широко проявился термальный и контактовый (магматогенный) метаморфизм, в связи с чем выделенные здесь по степени углефикации марки углей отличаются по технологическим свойствам от углей, испытавших только региональный метаморфизм. В частности, уголь коксующихся марок характеризуется значительно пониженной спекающей способностью. Это создало большие трудности при распределении запасов угля бассейна по маркам.

Широко развиты тощие угли и полуантрациты в зоне термального метаморфизма Омсукчанской угленосной площади в Магаданской области. Термальный метаморфизм установлен также в Таймырском и Партизанском бассейнах, в Тенизском районе Казахстана, на Сахалине, а также в небольших масштабах в Кузнецком, Донецком, Карагандинском бассейнах, в Забайкалье и в некоторых других районах. В табл. 21 и 22 приводятся данные о запасах угля различного состава в СССР и в отдельных бассейнах и районах, в табл. 23 — примерное распределение кондиционных запасов угля по глубине.

Таблица 21

Распределение запасов углей различных марок и групп по степени изученности (млрд. т)

Марки и группы углей	Запасы					
	общие геологические	кондиционные				
		всего	учтенные ВГФ на 1.1.75 по категориям		прогнозные по группам	
			A+B+C ₁	C ₂	I	II
Всего СССР,	6790,0	5710,0	276,0	143,0	1157,0	4134,0
в том числе <i>бурые</i> :	2090,0	1720,0	108,0	51,0	713,0	848,0
Б1	233,0	204,0	13,4	3,0	94,5	93,1
Б2—Б3	1857,0	1516,0	94,6	48,0	618,5	754,9
<i>каменные</i> :	4700,0	3990,0	168,0	92,0	444,0	3286,0
Д и Д—Г	2050,0	1758,0	38,4	16,6	128,0	1575,0
Г	475,0	380,0	45,5	21,3	102,2	211,0
ГЖ	69,4	59,5	7,6	5,5	27,9	18,5
Ж	156,0	108,0	16,2	4,7	24,9	62,2
КЖ, К—КЖ	22,5	17,4	4,2	2,7	4,0	6,5
К и К ₂	120,5	103,2	14,4	5,6	20,7	62,5
ОС	88,2	57,3	6,0	8,3	22,0	21,0
Ж—К—ОС неразделенные	189,8	164,0	—	—	12,0	152,0
СС	634,0	572,0	12,1	6,0	10,9	543,0
Т	205,0	186,0	10,9	12,7	71,4	91,0
Т—А неразделенные	540,0	482,0	—	0,1	2,0	479,9
ПА и А	139,0	99,6	12,3	7,9	17,4	62,0
каменные неразделенные	10,6	3,0	0,2	0,4	1,0	1,4

Распределение запасов угля различных марок и групп по основным угленосным подразделениям (млрд. т)

Бассейны, районы, угленосные площади и месторождения	Запасы					
	общие геологические	кондиционные				
		всего	учтенные ВГФ на 1.1.75 по категориям		прогнозные по группам	
			A+B+C ₁	C ₂	I	II
<i>Бурый уголь</i>						
Группа Б1	233,00	204,00	13,40	3,00	94,50	93,10
Ленский	113,00	107,70	—	—	47,30	60,40
Амурская обл.	36,90	33,04	1,79	0,04	18,90	12,31
Канско-Ачинский (Боготольское)	24,10	21,50	4,60	1,45	10,00	5,45
Жиланчикская	12,80	11,80	—	—	10,30	1,50
Магаданская обл.	9,88	4,26	0,40	1,20	0,45	2,21
Отдельные месторождения Якутской АССР	7,30	6,82	—	—	1,95	4,87
Днепровско-Донецкая, в т. ч. Новодмитровское	6,57	4,70	0,90	—	0,80	3,00
Днепровский	0,39	0,39	0,39	—	—	—
Хабаровский и Приморский края (Ретиховское, Павловское, Бикинское м-ния и др.)	5,96	3,50	2,45	0,20	0,84	0,01
Западная Сибирь (Чуйская впадина)	5,82	2,28	0,96	—	—	1,32
Брестская	3,30	3,27	0,01	0,06	1,70	1,50
Забайкальская	2,32	1,16	—	—	1,16	—
Южно-Уральский	2,20	1,36	1,10	—	—	0,26
Припятская	1,74	1,22	1,16	0,01	0,05	—
Иркутский (неоген)	1,02	0,50	—	—	0,50	—
Иркутский (неоген)	0,19	0,16	—	0,04	0,12	—
Группа Б2—Б3	1857,00	1516,00	94,60	48,00	618,50	754,90
Ленский	832,00	771,00	0,73	0,86	355,41	414,00
Канско-Ачинский	572,00	422,00	67,80	41,50	195,10	117,60
Тургайский	61,90	47,80	5,90	0,60	33,90	7,40
Тунгусский	53,70	44,73	—	—	0,03	44,70
Магаданская обл.	50,10	42,40	0,05	0,02	—	42,33
Обь-Иртышская (Базойская впадина)	48,80	46,70	—	—	—	46,70
Печорский	41,10	—	—	—	—	—
Туруханский район	31,40	19,90	—	—	—	19,90
Подмосковный	19,90	9,10	4,40	0,90	1,07	2,73
Забайкальская	19,30	13,27	3,60	0,30	5,10	4,27
Пясино-Хатангская	14,90	11,62	0,01	0,01	—	11,60
Урал	11,40	9,03	0,90	0,03	3,90	4,20
в т. ч. Северо-Сосьвинский	9,90	7,90	—	—	3,70	4,20
Хабаровский край	11,20	8,37	—	—	4,54	3,83
п-ов Камчатка	10,60	9,66	0,03	0,06	0,05	9,52
Кузнецкий	8,83	7,91	0,02	—	4,19	3,70
Днепровско-Донецкая (включая Б—Д)	8,67	2,78	—	—	0,05	2,73
Западная Сибирь (Кататское)	7,78	7,78	—	—	3,45	4,33
Северо-Таймырская	7,70	6,20	—	—	—	6,20
Амурская обл.	6,31	6,00	0,26	—	4,00	1,74
Средняя Азия	6,27	5,27	2,70	0,50	1,08	0,99
Приморский край	6,20	4,10	0,86	0,33	1,66	1,25
Майкобенский	5,72	1,80	1,77	0,03	—	—
о. Сахалин	5,69	5,12	0,95	0,25	1,28	2,64
Иркутский (юра)	4,43	3,25	2,40	0,50	0,05	0,30
Карагадинский	2,27	1,60	0,56	—	1,04	—

Продолжение табл. 22

Бассейны, районы, угленосные площади и месторождения	Запасы						
	общие геоло- гиче- ские	кондиционные				прогнозные по группам	
		всего	учтенные ВГФ на 1.1.75 по категориям				
				A+B+C ₁	C ₂	I	II
Восточный Казахстан (Кендырлик- ское, Юбилейное)	1,67	1,00	0,17	0,20	0,63	—	
Западный Казахстан (Мамытское)	1,48	1,36	0,60	0,70	0,06	—	
Петриковское (включая Б—Д)	1,47	1,47	0,47	1,00	—	—	
Южный Казахстан (Ленгерское и др.)	1,46	1,30	0,16	0,20	0,94	—	
Припятская (карбон)	1,11	0,64	—	—	0,64	—	
Урало-Каспийский и Мангышлак- ский	0,83	0,30	—	—	0,30	—	
Кавказ (Ахалцихское)	0,14	0,12	0,07	—	0,05	—	
<i>Каменный уголь</i>							
Марка Д и ДГ	2050,00	1758,00	38,40	16,60	128,00	1575,00	
Тунгусский	1111,00	978,00	0,35	0,35	3,30	974,00	
Ленский	554,00	528,00	0,28	—	56,72	471,00	
Кузнецкий	112,80	97,00	14,00	5,50	25,40	52,10	
Печорский	84,10	17,50	1,57	0,40	8,90	6,63	
Пясино-Хатангская (Оленёкский)	41,20	32,32	0,16	0,16	—	32,00	
Иркутский	32,50	10,60	3,10	3,10	4,40	—	
Донецкий	31,70	28,00	11,05	4,61	—	12,34	
Миусинский	29,80	20,40	4,60	0,70	15,10	—	
Средняя Азия	17,20	15,90	0,30	0,20	4,40	11,00	
п-ов Камчатка	9,31	7,02	0,02	0,03	2,77	4,20	
Магаданская обл.	6,00	5,20	0,12	0,23	0,40	4,45	
Амурская обл.	4,37	4,00	0,02	0,03	3,85	0,10	
о. Сахалин	3,90	3,10	0,22	0,17	1,60	1,11	
Зырянский	3,36	2,31	0,01	—	0,30	2,00	
Приморский край	2,19	1,71	0,05	0,23	0,13	1,30	
Хабаровский край	1,76	1,10	—	—	—	1,10	
Забайкальская (ДГ)	1,44	1,27	1,25	—	—	0,02	
Канско-Ачинский	1,50	1,31	—	—	0,21	1,10	
Восточный Казахстан	0,58	0,17	0,07	0,10	—	—	
Отдельные месторождения Якут- ской АССР	0,32	0,30	—	—	0,30	—	
Южный Казахстан	0,05	0,05	—	—	—	0,05	
Марка Г	475,00	380,00	45,50	21,30	102,20	211,00	
Кузнецкий	188,00	171,00	15,80	4,70	52,00	98,50	
Ленский	104,00	94,50	0,05	—	21,35	73,10	
Донецкий	39,40	30,80	21,90	5,20	3,52	0,18	
Иркутский	39,10	17,10	1,59	9,60	5,91	—	
Печорский	38,40	12,10	3,10	0,23	3,81	4,96	
Магаданская обл.	35,20	30,20	0,10	0,50	5,60	24,00	
Средняя Азия	7,21	6,29	0,14	0,15	2,90	3,10	
Зырянский	6,07	4,48	—	—	—	4,48	
Улугхемский	4,26	2,73	0,30	—	2,14	0,29	
Канско-Ачинский	3,51	3,00	1,30	0,30	1,09	0,31	
Миусинский	2,77	2,76	0,12	—	2,64	—	
Хабаровский край	2,42	1,14	—	—	0,30	0,84	
о. Сахалин	1,83	1,44	0,50	0,30	0,50	0,14	
Приморский край	0,81	0,16	0,05	0,11	—	—	
Центральный Казахстан (Кайнарин- ское, Кендырликское и др.)	0,66	0,56	0,10	0,16	—	0,30	

Продолжение табл. 22

Бассейны, районы, угленосные площади и месторождения	Запасы					
	общие геоло- гиче- ские	кондиционные				
		всего	учтенные ВГФ на 1.1.75 по категориям		прогнозные по группам	
			A+B+C ₁	C ₂	I	II
Отдельные месторождения Тувинской АССР	0,56	0,46	—	—	0,20	0,26
Центральный Казахстан (прочие ме- сторождения)	0,43	0,30	—	—	—	0,30
Забайкальская	0,42	0,22	0,02	—	0,20	—
Урал	0,34	0,17	0,12	0,04	—	0,01
Кавказ	0,32	0,31	0,31	—	—	—
Марка ГЖ	69,40	59,50	7,62	5,50	27,90	18,48
Кузнецкий	45,00	41,70	4,80	3,90	17,00	16,00
Хабаровский край и Амурская обл. (Бурейнский и др.)	15,2	10,80	0,70	1,16	8,94	—
Средняя Азия	3,80	2,94	0,56	0,30	0,91	1,17
Львовско-Волынский	1,40	0,76	0,74	—	0,02	—
Урал	0,80	0,60	0,45	0,04	0,11	—
Карагандинский	0,60	0,20	0,20	—	—	—
Центральный Казахстан (Самарское)	0,50	0,48	0,17	0,06	0,25	—
Ленский	0,43	0,43	—	—	—	0,43
Марка Ж	156,00	108,00	16,20	4,70	24,90	62,20
Кузнецкий	61,00	45,00	7,24	2,42	9,52	25,82
Ленский	32,00	26,55	—	—	5,75	20,80
Печорский	24,00	7,24	3,49	0,53	2,45	0,77
Улугхемский	13,00	9,80	0,36	—	2,84	6,60
Зырянский	11,10	7,00	0,12	—	1,28	5,60
Донецкий	7,70	6,55	4,20	1,35	1,00	—
Южно-Якутский	3,43	3,35	0,16	0,18	0,51	2,50
Центральный Казахстан (Самарское, Завьяловское)	0,72	0,61	0,20	0,02	0,39	—
Приморский край	0,49	0,33	0,09	0,10	0,12	0,02
о. Сахалин	0,39	0,22	0,02	0,01	0,17	0,02
Карагандинский	0,28	0,15	0,08	0,01	0,06	—
КЖ, К — КЖ	22,50	17,40	4,20	2,70	4,00	6,50
Кузнецкий	8,10	7,09	1,34	0,95	2,80	2,00
Зырянский	6,85	3,87	—	—	—	3,87
Южно-Якутский	3,46	3,28	1,30	1,18	0,80	—
Карагандинский	2,23	1,69	1,27	0,24	0,17	0,01
Средняя Азия (Узгенский)	0,72	0,70	0,01	0,20	—	0,49
Центральный Казахстан (Самарское, Завьяловское)	0,47	0,40	0,02	0,10	0,20	0,08
К и К ₂	120,50	103,20	14,40	5,60	20,70	62,50
Тунгусский	41,70	41,70	0,26	0,21	0,70	40,53
Кузнецкий	32,00	29,50	7,40	1,90	14,30	5,90
Зырянский	12,20	6,50	—	—	—	6,50
Карагандинский	8,83	5,97	3,20	1,56	1,10	0,11
Южно-Якутский	8,35	6,70	1,20	1,00	3,70	0,80
Ленский	7,86	7,58	—	—	0,14	7,44
Печорский	4,64	1,30	0,19	0,04	0,15	0,92
Донецкий	3,98	3,00	1,89	0,60	0,48	0,03
Центральный Казахстан (Самарское, Завьяловское)	0,80	0,46	0,02	0,01	0,10	0,33
о. Сахалин	0,12	0,08	0,02	0,02	0,04	—

Продолжение табл. 22

Бассейны, районы, угленосные площади и месторождения	Запасы					
	общие геоло- гиче- ские	кондиционные				
		всего	учтенные ВГФ на 1.1.75 по категориям		прогнозные по группам	
			А+В+С ₁	С ₂	I	II
ОС	88,20	57,30	6,00	8,30	22,00	21,00
Карагандинский	37,10	21,90	2,13	6,60	10,60	2,57
Кузнецкий	17,60	15,00	1,88	1,07	5,91	6,14
Зырянский	10,60	5,70	—	—	—	5,70
Южно-Якутский	6,02	5,61	—	—	1,40	4,21
Донецкий	3,85	2,98	1,75	0,49	0,58	0,16
Центральный Казахстан (отдельные м-ния)	3,83	0,17	0,05	0,10	—	0,02
Печорский	3,78	0,98	0,14	0,01	0,49	0,34
Средняя Азия	3,61	3,15	0,03	0,03	2,94	0,15
Ленский	1,75	1,70	—	—	—	1,70
Приморский край	0,06	0,05	—	—	0,05	—
Ж—К—ОС неразделенные	189,80	164,00	—	—	12,00	152,00
Таймырский	188,00	162,40	—	—	12,00	150,40
Ленский	1,41	1,30	—	—	—	1,30
Забайкальская	0,38	0,30	—	—	—	0,30
СС	634,00	572,00	12,05	6,05	10,90	543,00
Тунгусский	603,80	546,00	1,13	0,60	2,27	542,00
Кузнецкий	19,20	18,23	3,70	5,34	8,19	1,00
Экибастузский	10,10	7,40	7,00	0,10	0,30	—
Центральный Казахстан (Куучекин- ское)	0,67	0,18	0,18	—	—	—
Средняя Азия (Шаргуньское)	0,19	0,18	0,04	—	0,14	—
Т	205,00	186,00	10,90	12,70	71,40	91,60
Кузнецкий	184,00	175,00	8,92	11,70	67,68	86,70
Печорский	7,69	1,68	0,10	0,05	1,06	0,47
Донецкий	5,73	3,53	1,82	0,83	0,70	0,18
Магаданская обл.	1,79	1,04	—	—	0,04	1,00
Приморский край	1,68	0,80	0,05	0,05	0,50	0,20
Южно-Якутский	1,61	1,50	—	—	—	1,50
Средняя Азия	0,91	0,87	0,01	0,03	0,79	0,04
Ленский	0,48	0,48	—	—	—	0,48
о. Сахалин	0,11	0,10	—	—	0,06	0,04
Т—А неразделенные	540,00	482,00	—	0,10	2,00	479,90
Тунгусский	494,00	442,00	—	—	1,50	440,50
Таймырский	46,00	40,00	—	0,10	0,50	39,40
ПА и А	139,00	99,60	12,30	7,90	17,40	62,00
Кузнецкий	43,30	30,10	0,30	4,50	7,10	18,20
Тунгусский	40,10	36,70	—	—	—	36,70
Донецкий	34,60	21,10	11,80	3,32	4,38	1,60
Печорский	11,30	0,76	—	—	—	0,76
Горловский	7,15	6,00	0,20	0,06	3,62	2,12
Восточный Казахстан	0,95	0,90	—	—	0,90	—
Средняя Азия	0,87	0,53	—	—	0,16	0,37
Западно-Верхоянская	0,34	0,30	—	—	—	0,30
Приморский край	0,08	0,08	—	—	0,08	—
Урал	0,05	0,03	—	—	0,03	—
Каменный неразделенный, в том числе Кавказ	10,60	3,00	0,20	0,40	1,00	1,40
	1,30	0,23	0,20	0,03	—	—

Таблица 23

**Распределение кондиционных запасов угля СССР различных марок
по глубине залегания (млрд. т)**

Марки и группы угля	Глубина, м				
	0—300	300—600	600—1200	1200—1800	0—1800
Всего СССР	2742,0	1649,0	862,0	457,0	5710,0
в том числе бурье	1075,0	645,0	—	—	1720,0
каменные:	1667,0	1004,0	862,0	457,0	3990,0
Д и Д—Г	696,0	456,0	439,0	167,0	1758,0
Г	117,0	78,0	106,0	79,0	380,0
ГЖ	16,0	17,0	21,5	5,0	59,5
Ж	24,0	23,0	28,0	33,0	108,0
КЖ, К—КЖ	4,9	7,0	3,0	2,5	17,4
К и К ₂	18,7	11,5	46,0	27,0	103,2
ОС	6,0	8,2	21,3	21,8	57,3
Ж—К—ОС	75,0	88,0	—	1,0	164,0
СС	288,0	191,0	76,0	17,0	572,0
Т	17,0	20,0	72,0	77,0	186,0
Т—А	357,0	92,5	31,9	0,6	482,0
ПА и А	46,2	10,9	16,7	25,8	99,6
каменные неразделенные	1,2	0,9	0,6	0,3	3,0

ЗАПАСЫ КОКСУЮЩИХСЯ УГЛЕЙ

При подсчете общих запасов угля СССР в 1968 г. была произведена прогнозная оценка ресурсов углей, пригодных для коксования при современных требованиях промышленности. К ним отнесены запасы спекающихся углей марок: Г, ГЖ, Ж, КЖ, К, К₂ и ОС, из которых исключены группы слабо спекающихся, высокозольных и труднообогащаемых или имеющих вредные примеси. Помимо этих марок в коксохимической промышленности в небольшом количестве используются угли марки Т, а иногда и Д. Однако в ресурсах коксующихся углей, приведенных в данной главе, они не учитываются как не имеющие существенного значения для сырьевой базы промышленности. В известной мере условно включены в ресурсы коксующихся углей запасы высокосернистых хорошо спекающихся углей Иркутского и Кизеловского бассейнов, которые могут быть использованы при получении кокса, пригодного для цветной металлургии, или в шихте с малосернистыми углями других бассейнов.

Кондиционные запасы коксующихся углей, включая ожидаемые большие запасы Таймырского бассейна (условно разделенные на марки Ж, ОС и К), оцениваются в 575 млрд. т. Распределение их по бассейнам и крупным месторождениям приведено в табл. 24.

Основные запасы коксующихся углей сосредоточены в освоенных (292 млрд. т) бассейнах, главным образом в Кузнецком (70%), Донцеком (9,3%), Карагандинском (4%), Печорском (3,3%), а также в Южно-Якутском (6,4%). В запасах первых двух бассейнов большая доля угля марки Г и относительно мало марок Ж, К и ОС. Это прежде всего относится к Донецкому бассейну, в пределах которого значительная часть оставшихся запасов дефицитных марок находится на полях действующих и строящихся шахт.

Наибольшие запасы сосредоточены в слабо изученных Таймырском, Зырянском, Ленском бассейнах и учтены в основном по II группе прогнозных. Несколько полнее изучены запасы Улугхемского бассейна. По Тунгусскому бассейну учтен лишь освоенный Норильский район.

Таблица 24

Разделение кондиционных запасов коксующихся и спекающихся углей различных марок по основным подразделениям (млрд. т)

Бассейны, районы, угленосные площади, месторождения	Запасы						
	кондици- онные	по маркам угля					
		Г	ГЖ	Ж	КЖ	К и К ₂	ОС
Всего СССР,	888,00	380,00	59,50	162,00*	17,40	157,10*	112,00*
в том числе <i>коксующиеся</i> угли:	575,00	123,50	28,08	159,93	15,30	154,39	93,80
Кузнецкий	206,00	85,00	25,80	45,00	5,54	29,50	15,16
Таймырский	163,00*	—	—	54,00*	—	54,00*	55,00*
Тунгусский (Норильский район)	41,70	—	—	—	—	41,70	—
Ленский	37,71	—	0,43	27,30	—	8,27	1,71
Донецкий	28,00	16,34	—	5,74	—	2,94	2,98
Зырянский	23,10	—	—	7,00	3,90	6,50	5,70
Южно-Якутский	18,60	—	—	3,32	3,27	6,70	5,31
Улутхемский	11,90	2,73	—	9,17	—	—	—
Карагандинский	11,35	—	0,20	0,15	1,60	2,60	6,80
Печорский	9,60	—	—	7,24	—	1,38	0,98
Узгенский	1,73	0,20	0,67	—	0,70	—	0,16
Фан-Ягнобское	1,17	1,17	—	—	—	—	—
Завьяловское	0,85	—	—	0,44	0,17	0,24	—
Самарское	0,77	—	0,48	0,05	0,12	0,12	—
о. Сахалин	0,59	0,29	—	0,22	—	0,08	—
Апсатское	0,36	—	—	—	—	0,36	—
Партизанский	0,30	—	—	0,30	—	—	—
Кавказ	0,26	0,26	—	—	—	—	—
Алдыярское	0,21	0,21	—	—	—	—	—
<i>Высокосернистые:</i>							
Иркутский	17,30	17,30	—	—	—	—	—
Кизеловский	0,50	—	0,50	—	—	—	—
Кроме того							
<i>Высокозольные:</i>							
Карагандинский	17,80	—	—	—	—	2,70	15,10
Печорский	12,10	12,10	—	—	—	—	—
Буреинский	10,90	—	10,90	—	—	—	—
<i>Пониженной спекаемости:</i>							
Кузнецкий	85,70	85,70	—	—	—	—	—
Канско-Ачинский (Саяно-Партизанское)	1,58	1,58	—	—	—	—	—
Забайкальская (Олонь-Шибирское, Никольское и др.)	1,25	1,25	—	—	—	—	—

* Запасы Таймырского бассейна по маркам Ж, К, ОС разделены условно и включены в итоговые цифры СССР.

Спекающиеся угли остальной его части условно отнесены к марке СС, в дальнейшем здесь могут быть выявлены угли коксующихся марок, о чем говорит, например, благоприятный петрографический состав угля дегалинской свиты. Запасы и марочный состав угля неосвоенных бассейнов оценены весьма приближенно. Можно отметить, что в этих бассейнах среди коксующихся преобладают угли марки Ж, К и ОС. Наибольший интерес вызывает Таймырский бассейн, особенно его западная часть, пересекаемая р. Пясиной, доступной для захода океанских судов.

Несмотря на крайне ограниченный объем проведенных геологических исследований, можно сделать вывод о широком развитии здесь пластов коксового угля (отражательная способность витринита R^0 — 1,35—1,5%). Ожидается, что в этой части бассейна до глубины 600 м сосредоточено около 5 млрд. т коксующихся углей особо дефицитных марок.

ЗАПАСЫ УГЛЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, БЛАГОПРИЯТНЫХ ДЛЯ ОТКРЫТОЙ ДОБЫЧИ

При оценке прогнозных запасов ряда наиболее перспективных для промышленного освоения бассейнов и районов были выделены запасы угля на месторождениях, благоприятных для открытой разработки. Они подсчитывались лишь по наиболее изученным месторождениям с ожидаемыми горно-геологическими условиями, отвечающими условиям. Практически все запасы для открытых работ оценивались до глубины 250—300 м с линейным коэффициентом вскрыши от 5—10 (бурый уголь) до 10—15 (каменный уголь).

За прошедшее после 1968 г. время в некоторых бассейнах и районах произошли существенные изменения изученности прогнозных запасов угля для открытых работ. Так, в Кузнецком бассейне разведанные запасы категорий $A+B+C_1$ для разработки разрезами возросли с 5,3 до 10,6 млрд. т (по состоянию на 1 января 1975 г.) — 90% всех первоначально оцениваемых. Значительно увеличились разведанные запасы для открытых работ Минусинского бассейна и месторождений Магаданской области. Однако в целом произведенная в 1968 г. оценка запасов, перспективных для разработки разрезами, остается реальной и может рассматриваться как минимальная для различных бассейнов и районов. Всего по СССР запасы для открытых работ определены в 206 млрд. т, распределение которых по отдельным перспективным бассейнам и районам приведено в табл. 25.

Как видно из приведенных данных, подавляющее большинство пригодных для открытой добычи запасов находится на месторождениях Канско-Ачинского бассейна — 68%. Этот уникальный бассейн характеризуется не только огромными запасами угля, но и исключительно благоприятными условиями для угледобычи сверхмощными разрезами, обеспечивающими получение одного из самых дешевых в стране видов топлива. Большие запасы высококачественного каменного угля на месторождениях для разработки крупными разрезами сосредоточены в Кузнецком бассейне. Крупнейшая сырьевая база дешевого твердого топлива — Экибастузский бассейн в Казахстане, запасы которого полностью разведаны (3,5% от общих по стране). Хорошие месторождения для открытых работ осваиваются промышленностью и разведаны в Иркутском бассейне. Однако развитие угледобычи здесь сдерживается в связи с тем, что значительная часть месторождений содержит высокосернистые угли, не пригодные для сжигания без соответствующей очистки.

Кроме отмеченных, перспективны для развития добычи угля открытым способом Тургайский, Минусинский, Майкюбенский, Южно-Якутский (коксующиеся угли), Горловский (антрациты) бассейны, а также Забайкальская угленосная площадь, особенно месторождения каменных углей Олонь-Шибирское и Никольское, месторождения бурых углей Амурской области, Хабаровского края (Лианское) и Магаданской области.

Возможности расширения запасов угля для открытой добычи имеются в ряде районов. Геологоразведочные работы последних лет позволяют рассчитывать на существенное увеличение запасов в новых

Таблица 25

Кондиционные запасы угля, пригодные для открытой добычи (млрд. т)

Бассейны, районы, угленосные площади и месторождения	Тип, марка угля	Кондиционные запасы				
		всего	учтенные ВГФ на 1.1.75 по кате- гориям		прогнозные по группам	
			A+B+C ₁	C ₂	I	II
Всего СССР,		206,00	112,20	36,80	44,20	12,80
в том числе:						
<i>Европейская часть</i>						
Подмосковный	Б2	0,10	0,10	—	—	—
Днепро-Донецкая	Б1	1,00	0,57	—	0,13	0,30
Днепровский	Б1	0,53	0,53	—	—	—
<i>Урал</i>						
Северо-Сосьвинский	Б2	0,20	—	—	0,20	—
Челябинский	Б3	0,03	0,03	—	—	—
Серовский	Б2	0,07	0,07	—	—	—
Южно-Уральский	Б1	1,00	0,87	—	0,13	—
<i>Казахстан</i>						
Карагандинский	Б	1,00	0,57	—	0,43	—
Экибастузский	СС	7,10	7,00	0,10	—	—
Майкюбенский	Б3	1,80	1,77	0,03	—	—
Тургайский	Б2	6,00	5,50	0,20	0,30	—
<i>Средняя Азия</i>						
Узбекская ССР (Ангренское)	Б2	1,00	1,00	—	—	—
Киргизская ССР (Жок-Майнакское, Кара-Кичикское и др.)	Б3—Г	0,30	0,24	—	0,06	—
<i>Восточные районы</i>						
Кузнецкий	Д—Т	12,00	10,60	0,24	1,16	—
Горловский	А	0,30	0,08	0,02	0,20	—
Канско-Ачинский	Б1—Б3	140,00	64,10	28,60	37,30	10,00
Минусинский	Д, Г	4,00	3,00	0,60	0,40	—
Удугемский	Г	0,10	0,10	—	—	—
Иркутский	Б2—ГЖ	11,20	6,90	4,20	0,10	—
Тунгусский	Д, СС	0,60	0,40	0,20	—	—
Ленский	Б и Д	1,30	0,45	0,85	—	—
Южно-Якутский	К, СС	0,50	0,45	—	0,05	—
Бурятская АССР и Читинская обл.	Б и ДГ	6,90	3,68	—	2,22	1,00
Амурская обл.	Б, Д—Т	4,50	2,05	0,05	0,90	1,50
Хабаровский край	Б, Д, Г	0,30	0,04	—	0,26	—
Приморский край	Б, Д—Т	1,30	1,05	0,05	0,20	—
о. Сахалин	Б3	0,24	0,12	—	0,12	—
Магаданская обл.	Б, Д, Г	1,50	0,35	1,15	—	—
п-ов Камчатка	Б	0,10	0,01	—	0,09	—

районах Кузнецкого бассейна. По-видимому, возрастут по сравнению с приведенной оценкой запасы основного Канско-Ачинского бассейна, преимущественно на глубоких горизонтах (от 200 до 350 м) известных месторождений. Основной же прирост запасов следует ожидать за счет выявления месторождений, благоприятных для строительства крупных углеразрезков на новых еще слабо изученных угленосных площадях

Тунгусского, Ленского и других северных бассейнов. Проводимые геологические исследования этих бассейнов устанавливают многочисленные выходы здесь мощных угольных пластов.

ОБЩИЕ РЕСУРСЫ УГЛЯ В ПЕРЕСЧЕТЕ НА УСЛОВНОЕ ТОПЛИВО

Для сопоставления ресурсов различных видов топлива, в том числе углей разных марок, произведен ориентировочный пересчет запасов СССР в единицы условного топлива (удельное количество теплоты * 7000 ккал/кг, или 29307,6 кдж/кг), результаты которого приведены в табл. 26. Общие геологические запасы 4635 млрд. т у. т. или 78%

Таблица 26

Общие запасы угля СССР в пересчете на условное топливо (млрд. т)

Группа угля	Запасы			
	общие геологические	кондиционные		
		всего	А+В+С ₁ и С ₂ и прогнозные I группы	прогнозные II группы
Натуральное топливо	6790	5710	1576	4134
в том числе:				
бурые	2090	1720	872	848
каменные	4700	3990	704	3286
Условное топливо	4635	3981	1003	2978
в том числе:				
бурые	1018	839	430	409
каменные	3617	3142	573	2569

от запасов натурального топлива, из них наиболее изученные оцениваются в 3981 млрд. т условного топлива. По различным маркам запасы угля в единицах условного топлива распределяются следующим образом (табл. 27).

Таблица 27

Запасы угля различных марок в пересчете на условное топливо (млрд. т)

Марки углей	Общие геологические запасы	Коэффициент пересчета	Запасы условного топлива
Б1	233,0	0,260	60,6
Б2—Б3	1857,0	0,516	958,0
Д и Д—Г	2050,0	0,690	1412,0
Г	475,0	0,800	380,0
ГЖ	69,4	0,828	57,2
Ж	156,0	0,857	133,5
К, К—КЖ	22,5	0,857	19,3
К и К ₂	120,5	0,857	103,0
ОС	88,2	0,900	79,4
Ж—К—ОС	189,8	0,871	165,0
СС	634,0	0,857	543,0
Т	205,0	0,828	170,0
Т—А	540,0	0,807	436,0
ПА и А	139,0	0,786	109,2
Каменные неразделенные	10,6	0,829	8,8

* «Удельная теплота сгорания» по ГОСТ 147—74.

Геологические запасы угля в пересчете на условное топливо главных бассейнов страны следующие (в млрд. т): Тунгусский — 1718; Ленский — 1045; Кузнецкий — 613; Канско-Ачинский — 308; Таймырский — 195; Печорский — 150; Донецкий — 98; Иркутский — 56; Карагандинский — 38; Тургайский — 28; Минусинский — 24; Южно-Якутский — 22; Улугхемский — 17; Бурейнский — 10; Подмосковский — 7; Экибастузский — 5,6; Майкюбенский — 3,6.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЯ ПО ВОЗРАСТУ

На территории СССР известны промышленные месторождения угля девонского, карбонового, пермского, триасового, юрского, мелового и палеоген-неогенового возраста. В ряде случаев, особенно в восточных районах, стратиграфические границы, в частности между юрой и мелом, мелом и палеогеном, установлены еще не твердо. Поэтому при обобщении данных приходилось прибегать к условному подразделению запасов, подлежащему дальнейшему уточнению.

Уголь девонского возраста имеет незначительное распространение. Он изучен в Барзасском районе Кузбасса (запасы 79 млн. т), а также выявлен в Минусинском бассейне и на Волонгском месторождении Тимана. Углепроявления девонского возраста известны в окрестностях г. Красноярска, в Казахстане, на восточном склоне Урала, в Татарии и Подмосковном бассейне. В большинстве случаев девонские своеобразные угли типа липтобиолитов с невысокой степенью метаморфизма (от Б до Д) сохранились в платформенных и приплатформенных зонах. Исключение составляют некоторые угли Казахстана, где установлены более высокие стадии метаморфизма до антрацитов включительно.

Пояс карбонового угленакопления прослеживается от Львовско-Волынского бассейна на западе до восточных окраин Тунгусского бассейна на востоке, охватывая различные тектонические зоны: Русскую платформу с Подмосковным бассейном, Камской и Зеленецкой угленосными площадями, Львовско-Волынский, Донецкий бассейны и Днепровско-Донецкую впадину, западный и восточный склоны Урала, Казахстан, Кузбасс (нижнебалахонская подсерия). Общие геологические запасы угля карбонового возраста (без Камской и Зеленецкой площадей с запасами III группы) 479 млрд. т, из которых наиболее изучены и достоверны запасы Донбасса (128 млрд. т), представляющего собой крупный узел наиболее устойчивого карбонового угленакопления. Суммарная мощность пластов здесь достигала в среднем карбоне 38 м (при суммарной мощности рабочих пластов до 14 м). Значительно выше угленосность в Казахстане, где запасы в основном нижекарбоновых углей 72 млрд. т при очень высокой угленасыщенности отдельных площадей. Так, в Экибастузском бассейне суммарный пласт достигает мощности 100 м. Значительные прогнозные запасы карбонового угля оцениваются в Тунгусском бассейне, на Камской и Зеленецкой площадях.

Марочный состав карбоновых углей разнообразен. В платформенных зонах — на окраине Тунгусского бассейна, на западе и севере Донбасса и в Подмосковном бассейне — это бурые угли (около 65 млрд. т). Длиннопламенные угли (152 млрд. т) в основном приурочены также к окраинным платформенным зонам Донбасса и Тунгусского бассейна. Спекающиеся угли находятся в пределах геосинклинальных зон Донбасса, Кузбасса, а также в бассейнах Казахской ССР. Здесь же сосредоточены тощие угли и основные запасы антрацитов СССР. Они располагаются в зоне высокого регионального метаморфизма Донбасса, во-

сточного склона Урала, а также в зонах термального метаморфизма месторождений Казахстана.

Запасы угля пермского возраста оцениваются в 3293 млрд. т. Площадь пермского угленакопления относительно изометрична, центр ее — Тунгусский бассейн, расположенный в западной части Сибирской платформы, к северу от платформы в окружающей ее складчатой зоне — Таймырский бассейн, на юго-западе Кузнецкий, Горловский и Минусинский бассейны, подчиненные различным тектоническим структурам Саяно-Алтайской складчатой области, к северо-востоку от Русской платформы — Печорский бассейн. Наиболее мощное угленакопление этого возраста в Кузнецком (суммарный пласт достигает 280 м, при мощности отдельных пластов до 32 м) и Минусинском (суммарный пласт до 70 м) бассейнах. В Тунгусском бассейне также известен пласт мощностью 73 м. В указанных бассейнах сосредоточены практически все запасы пермских углей страны. Можно указать также небольшие углепроявления на Русской платформе, в Верхоянье и месторождения в Средней Азии (Шурабское).

Угли пермского возраста разнообразны по своему качеству. В окраинных платформенных частях Печорского и южной части Тунгусского бассейнов развиты бурые угли (Б2—Б3); в центральных геосинклинальных зонах Печорского и Кузнецкого бассейнов представлена вся гамма каменных углей от длиннопламенных до антрацитов. Последние приурочены к зоне регионального метаморфизма в Горловском бассейне, Чумышском районе Кузбасса, на Таймыре и в Верхоянском районе. Тощие угли и антрациты широко развиты в зонах термального метаморфизма в Тунгусском бассейне и в балахонской серии Кузбасса. С пермскими отложениями связаны основные запасы коксующихся углей страны.

Пермские угли обладают сложным петрографическим составом, во многих случаях отмечаются повышенные содержания микрокомпонентов группы фюзинита, характеризующихся пониженной спекаемостью. Этим обусловлено выделение из марок Ж—К—ОС углей марки СС. Такие угли выявлены в Кузбассе, они имеют широкое распространение в Тунгусском бассейне, где в настоящее время оценить запасы коксующихся углей пока не представляется возможным.

Запасы угля триасового возраста невелики. В 1968 г. они учтены в количестве 2,4 млрд. т и сосредоточены в месторождениях Приморского края (Монгулайское, Суражевское и др.) — запасы 0,798 млрд. т, марки ОС и Т. Запасы угля нижнемезозойского возраста на восточном склоне Урала учтены как триасовые. Отдельные углепроявления триасового возраста Южно-Уральского бассейна, а также Джерманисского месторождения в Армянской ССР как непромышленные в запасах не отражены. Однако в настоящее время есть основание считать часть углей Тунгусского бассейна триасовыми. Не исключено, что в Кузбассе несколько верхних пластов тайлуганской свиты, а также нижней части тарбаганской серии следует относить к триасу.

Пояс юрского угленакопления прослеживается от Кавказа на западе через Среднюю Азию вдоль южной границы СССР до оз. Байкал и далее в Южную Якутию и Ленский бассейн, захватывая на севере восточный склон Урала, Казахстан и южную часть Западно-Сибирской плиты. К последней относится наиболее мощное юрское угленакопление Канско-Ачинского и Иркутского бассейнов, в пределах которых сосредоточено 673 млрд. т, или 43% всех запасов юрских углей страны. Это — один из крупнейших узлов угленакопления не только в СССР, но и в мире. Мощность пласта угля на Барандатском и Березовском месторождениях достигает 100 м. Прилегающая к бассейну Те-

гульдетская впадина (запасы которой до глубины 1800 м в 1956 г. были включены в запасы Канско-Ачинского бассейна) также характеризуются высокой угленосностью, показывающей, что юрская угленосность продолжается на глубоких горизонтах выделяемого в настоящее время Обского койлогена (впадины). Крайней западной зоной этой впадины следует считать Северо-Сосьвинский угленосный бассейн.

Мощные пласты угля юрского возраста (до 50 м и более) известны на Ангренском и Кара-Кичинском месторождениях в Средней Азии и на Ткибули-Шаорском месторождении на Кавказе. Каменные, в частности высококачественные коксующиеся, юрские угли широко развиты в Южно-Якутском и Улугхемском бассейнах. Спекающиеся угли установлены в Приверхоанской складчатой зоне Ленского и в Иркутском бассейнах, на месторождениях Средней Азии и Саяно-Партизанском месторождении (Канско-Ачинский бассейн). Антрациты и полуантрациты выявлены в Узгенском бассейне, Назар-Айлокомском месторождении и в северном Забайкалье. Общие геологические запасы юрских углей оцениваются в 1540 млрд. т — 22,7% общесоюзных. Основные запасы представлены бурыми углями разной степени углефикации.

Запасы угля мелового возраста (включая нерасчлененный верхний мезозой) подсчитаны в количестве 1158 млрд. т. Они сосредоточены преимущественно к востоку от оз. Байкал: основная их часть находится в пределах Ленского бассейна (952 млрд. т). Остальные запасы расположены на Северо-Востоке СССР, Забайкальской угленосной площади и Дальнем Востоке, а также на п-ове Таймыр и прилегающей к нему с юга депрессии. Среди запасов угля мелового возраста более половины (605 млрд. т) бурых углей. Основные запасы каменных углей приходится на складчатую зону Ленского бассейна и Зырянский бассейн, где имеются коксующиеся угли. В настоящее время к мелу относится пласт Мощный (до 40 м) Нерюнгринского месторождения Южно-Якутского бассейна (из-за нечетности границ в сводной таблице запасы его учтены как юрские). К зонам термального метаморфизма в Приморье приурочены каменные угли всех марок, а на Северо-Востоке СССР — тощие угли и антрациты.

Угли палеогенового и неогенового (третичного) возраста известны от Закарпатья до Берингова пролива. Общие их запасы оценены в 317,5 млрд. т. Основная их часть сосредоточена в пределах платформенных областей: в Нижне-Алданском районе Ленского бассейна (113 млрд. т); на Русской платформе, в Южно-Уральском бассейне, где на отдельных месторождениях имеются мощные залежи, например на Бабаевском (105 м) и Кривлевском (до 120 м), правда, при ограниченном площадном распространении: в Днепровском бассейне (5,96 млрд. т) и Днепровско-Донецкой впадине (6,57 млрд. т) с ее солянокупольными структурами.

Недостаточно изучены запасы Обь-Иртышской угленосной площади в пределах Западно-Сибирской плиты. По данным И. Н. Звонарева (Геология..., 1969), угленосные отложения палеогена развиты на площади до 900 тыс. км², но суммарная мощность пластов крайне неравномерна и достигает, как максимум, 15 м. Запасы по III группе прогнозных (не включаемые в таблицы запасов) оцениваются в 1600 млрд. т. К этой же структурной области можно отнести Жиланшикскую угленосную площадь (12,8 млрд. т). К платформенным относятся Амуру-Зейская и Охотская угленосные площади. Эрозионно-тектонические впадины молодых платформ (Забайкальская, Среднеамурская угленосные площади, бассейны и месторождения Приморья, отдельные месторождения Якутской АССР, угленосные площади Магаданской области) заключают 86 млрд. т запасов угля. К запасам гео-

синклинальных областей следует отнести уголь Сахалина и Камчатки (31 млрд. т).

Среди третичных углей 95% относятся к бурым, в том числе 77% к марке Б1. В целом по СССР 203 млрд. т, или 88% общих запасов угля этой марки связано с отложениями третичного возраста. Угли повышенной степени метаморфизма в отложениях неогена и палеогена в основном развиты в районах термального метаморфизма: с покровами базальтов в Прибайкалье и Приморье, интрузиями на Сахалине и т. д. Районы с нормальным региональным метаморфизмом наиболее выражены среди третичных образований о. Сахалин. При сопоставлении запасов по возрасту образований (табл. 28) следует иметь в виду, что

Таблица 28

Распределение общих геологических запасов угля СССР по возрасту угленакопления (млрд. т)

Бассейны и районы	Всего	Девон	Нижний карбон	Средний и верхний карбон	Пермь	Триас и юра	Юра и мел	Палеоген—неоген
Всего СССР,	6790,0	0,1	102,0	377,0	3293,0	1542,4	1158,0	317,5
в том числе европейская часть СССР, Урал и Кавказ	405,8	—	42,4	118,1	214,0	13,5	—	17,8
в том числе:								
Донецкий	128,0	—	19,0	109,0	—	—	—	—
Печорский	214,0	—	—	—	214,0	—	—	—
Подмосковный	19,9	—	19,9	—	—	—	—	—
Казахская ССР и Средняя Азия	204,2	—	59,6	12,4	1,2	118,2	—	12,8
в том числе Карагандинский	51,3	—	46,4	2,6	—	2,3	—	—
Дальний Восток, Западная и Восточная Сибирь	6180,0	0,1	—	246,5	3078,0	1410,7	1158,0	286,7
в том числе:								
Кузнецкий	733,0*	0,1	—	66,4	640,0	26,5*	—	—
Канско-Ачинский и Иркутский	676,7	—	—	1,9	1,8	673,0	—	—
Тунгусский	2345,3	—	—	158,0	2181,0	6,3	—	—
Ленский	1647,0	—	—	—	—	582,0	952,0	113,0
Дальний Восток	312,0	—	—	—	—	23,7	122,7	165,6

* Запасы бассейна даны вместе с запасами Кататского месторождения на севере Кузбасса.

каменные и бурые угли оценивались до различной глубины. При этом в Канско-Ачинском и Ленском бассейнах на глубине от 600 до 1800 м можно ожидать существенного увеличения запасов марок Б2 и Б3.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЯ СССР И ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Мировые геологические запасы угля впервые были подсчитаны в 1913 г. к XII сессии Международного геологического конгресса — 7397 млрд. т. В 1937 г. к XVII сессии Международного геологического конгресса запасы были частично пересчитаны, в результате чего они увеличились до 7916 млрд. т. Позднее общая оценка геологических запасов мира не проводилась. По данным Н. Г. Железновой и А. К. Матвеева (1973), общие запасы угля земного шара по различным источникам исчисляются от 12 до 23 трлн. т.

За последние годы многие страны мира произвели оценку или переоценку запасов угля на своих территориях. Наиболее полная оценка ресурсов твердого топлива была сделана в 1967—1968 гг. странами СЭВ. Подсчет достоверных и вероятных запасов угля в 1960 и 1967 гг. уточнялся в США, Канаде, в ряде Балканских стран, ЮАР и др., на начало 1972 г.— в Австралии. Данные по достоверным и вероятным запасам угля в промышленно развитых капиталистических и развивающихся странах обобщены ВГФ (Андреев, 1973) и НИЛзарубежгеология.

Учитывая, что в капиталистических и развивающихся странах практически нет единой системы подсчета запасов угля в недрах и отсутствует официальный их учет, цифры запасов по многим странам в значительной мере ориентировочны и трудно сопоставимы. Особенно это относится к развивающимся странам, минеральные ресурсы которых изучены еще далеко не полностью. Отсутствует прогнозная оценка запасов до единой реальной для отработки глубины в развитых капиталистических странах. Сравнительную оценку запасов угля разных стран в настоящее время представляется возможным дать только по данным подсчета наиболее изученных запасов, выделяемых как достоверные и вероятные. По принятым в СССР и других странах СЭВ классификациям запасов по степени их геологической изученности запасы достоверные соответствуют в основном разведанным по категориям А+В+С₁, а вероятные— категории С₂ и прогнозным I группы.

Общие запасы капиталистических и развивающихся стран по этим группам изученности оцениваются в настоящее время в 2369 млрд. т. Большая их часть выявлена и подсчитана в США—1470 млрд. т. Среди стран СЭВ кроме СССР наиболее крупными запасами угля располагают Польша, Чехословакия и Монголия. Большие запасы угля имеются в КНР, однако данные о ресурсах этого вида сырья по стране

Таблица 29

Достоверные и вероятные запасы некоторых наиболее богатых углем стран мира (млрд. т)

Страны	Запасы угля			
	бурого и каменного		каменного	
	достоверные и вероятные (категорий А+В+С ₁ +С ₂ и прогнозные I группы)	разведанные (по категориям А+В+С ₁)	достоверные и вероятные (категорий А+В+С ₁ +С ₂ и прогнозные I группы)	разведанные (по категориям А+В+С ₁)
СССР	1576,0	276,0	704,0	168,0
США	1470,0	214,7	1060,0	200,0
ФРГ	300,0	132,0	230,0	70,0
Великобритания	170,4	127,0	170,0	127,0
Канада	125,0	54,5	111,6	43,2
Польша	124,0*	15,6	105,0	11,0
Австралия	120,6	52,9	25,0	4,5
Индия	98,4	25,2	96,3	25,0
ЮАР	76,0	25,4	76,0	25,4
Чехословакия	27,5*	9,0	12,9	4,0
Япония	20,9	5,9	19,0	5,7
МНР	16,1*	1,4	11,7	0,3
Колумбия	12,5	0,2	12,5	0,2
Франция	9,5	2,1	9,4	2,0

* С прогнозными II группы.

не опубликованы. Имеющиеся данные о достоверных и вероятных запасах угля ряда наиболее богатых этим видом топлива стран приведены в табл. 29. Около 98% выявленных запасов угля капиталистических и развивающихся стран находится в десяти перечисленных странах.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ СССР

Впервые геологические запасы горючих сланцев СССР подсчитаны в 1955—1956 гг.—156 млрд. т. Более детальный подсчет выполнен по состоянию на 1 января 1968 г. по методике, принятой для оценки прогнозных запасов угля. При подсчете были выделены запасы разведанные (учтенные ВГФ) и три группы прогнозных. Запасы сланцев III группы в сводные таблицы не вносились.

В общие геологические запасы горючих сланцев включались пласты мощностью свыше 0,5 м с удельным количеством теплоты сгорания сухого топлива (Q°_6) более 1200 ккал/кг. Запасы подсчитывались до глубины 600 м (по аналогии с бурными углями). По качеству горючих сланцев и мощности пластов среди подсчитанных запасов в освоенных промышленностью районах выделялись кондиционные — удовлетворяющие ныне действующим кондициям. По перспективным, неэксплуатируемым месторождениям к кондиционным условно относились запасы горючих сланцев, примерно отвечающие кондициям, принятым на разрабатываемых месторождениях, с удельным количеством теплоты сгорания сухой горной массы (с учетом засорения породными прослоями) свыше 1200 ккал/кг. Общие геологические запасы горючих сланцев (разведанные и учтенные ВГФ по состоянию на 1 января 1976 г.) приведены в табл. 30.

Большая часть запасов выявленных и оцененных месторождений горючих сланцев связана с отложениями ордовика — 45%, мезозоя (юр) — 21%, палеогена и неогена — 27,3%. Часть подсчитанных запасов приурочена к отложениям девона — 6,1%, карбона и перми — 0,3%. Большие запасы горючих сланцев ожидаются в северных районах Сибири и на Северо-Востоке СССР среди формаций кембрийского возраста, однако из-за весьма слабой изученности они пока не учитываются. Наиболее крупными кондиционными запасами горючих сланцев обладают два бассейна в европейской части СССР: Прибалтийский и Волжский. В Прибалтийском бассейне кроме широко используемых промышленностью кукерских сланцев ордовика в северной части Эстонской ССР обнаружены дикионемовые горючие сланцы, запасы которых оцениваются в 62 млрд. т. Около 47 млрд. т этих сланцев залегают в условиях, благоприятных для открытой добычи, однако из-за низкого удельного количества теплоты сгорания (1000—1300 ккал/кг) запасы их пока относятся к некондиционным.

В Волжском бассейне юрского возраста наиболее перспективным для промышленного освоения представляется Общесыртовский район со значительными ожидаемыми запасами кондиционных сланцев. Юрские сланценозные образования, генетически однотипные с отложениями Волжского бассейна, широко развиты также в Тимано-Печорской провинции (области). Здесь оценка запасов горючих сланцев проведена по Ижма-Печорскому и Сысольскому районам. Запасы Сысольского района в связи с ограниченными геологическими данными оценены по III группе прогнозных. Горючие сланцы в Белорусской ССР выявлены в последние годы в верхнем девоне. По качеству они относятся к низкосортным кукерситам с удельным количеством теплоты сгорания (Q°_6) чистого сланца 1200—1400 ккал/кг, в связи с чем прогнозные запасы отнесены к некондиционным. В Украинской ССР подсчитаны запасы

Таблица 30

Запасы горючих сланцев СССР (млрд. т)

Сланцевые бассейны, районы, площади, месторождения	Запасы					
	общие геологические	кондиционные				
		всего	учтенные ВГФ, разведанные по категориям		прогнозные, по группам	
			A+B+C ₁	C ₂	I	II
Всего СССР,	193,00	56,00	6,82	5,72	24,46	19,00
в том числе:						
Тимано-Печорская обл. (Ижма-Печорский р-н)	11,00	10,55	—	0,55	—	10,00
Волжский бас.,	29,80	24,50	1,27	2,03	12,20	9,00
в том числе районы:						
Куйбышевско-Саратовский	2,40	2,27	0,84	1,43	—	—
Общесыртовский	25,90	21,64	0,38	0,46	11,80	9,00
Прибалтийский бас.,	86,80	16,65	5,26	2,89	8,50	—
в том числе:						
кукержские сланцы	24,50	16,65	5,26	2,89	8,50	—
Эстонская ССР	16,40	14,65	4,27	2,58	7,80	—
Ленинградская обл.	8,10	2,00	0,99	0,31	0,70	—
диктиномовые сланцы	62,30	—	—	—	—	—
Белорусская ССР	11,00	—	—	—	—	—
Украинская ССР	4,40	3,40	—	—	3,40	—
Казахская ССР,	0,86	0,31	0,16	0,15	—	—
в том числе:						
Тургайский бас.	0,16	0,14	0,14	—	—	—
Кендырликское м-ние	0,70	0,17	0,02	0,15	—	—
Узбекская ССР,	47,00	—	—	—	—	—
в том числе:						
Кызылкумский бас.	24,60	—	—	—	—	—
Амударьинский бас.	20,30	—	—	—	—	—
Таджикская ССР,	1,26	—	—	—	—	—
в том числе Зеравшанская долина .	1,00	—	—	—	—	—
Западная, Восточная Сибирь и Дальний Восток,	0,86	0,59	0,13	0,10	0,36	—
в том числе:						
Барзасское м-ние	0,76	0,50	0,04	0,10	0,36	—
Алюйское м-ние	0,10	0,09	0,09	—	—	—
Оленёкский и Анабарский районы						
		Запасы в количестве 849 млрд. т отнесены к III группе прогнозных				

палеогеновых сланцев в Болтышской депрессии. Кондиционные горючие сланцы залегают на глубине 270—460 м, запасы их оценены в 3,4 млрд. т.

В пределах Казахской ССР кондиционные запасы горючих сланцев выделены в Тургайском бассейне и на Кендырликском сланцево-угольном месторождении. В Тургайском бассейне горючие сланцы связаны с угленосными отложениями и были подсчитаны совместно с углем (прогнозная оценка их не производилась). На Кендырликском месторождении горючие сланцы приурочены к пермокарбонным отложениям, достигают мощности 9 м и характеризуются высоким удельным количеством теплоты сгорания — свыше 2000 ккал/кг. В Восточных районах оценены кондиционные запасы Барзасского и Алюйского месторождений.

Следует отметить, что степень изученности сланценосных бассейнов и районов, за исключением Прибалтийского, остается еще низкой, и на территории страны возможно выявление новых сланцевых бассейнов. До последнего времени месторождения горючих сланцев не привлекали особого внимания в связи с огромными ресурсами угля и других экономически высокоэффективных видов топлива. Вместе с тем в отдельных районах страны, особенно в европейской части, использование горючих сланцев имеет большое народнохозяйственное значение, и в ближайшие годы здесь следует усилить геологическое изучение сланценосных отложений. Наиболее перспективным районом для выявления крупных месторождений сланцев представляется Тимано-Печорская провинция, в пределах которой широко развиты юрские и палеозойские сланценосные отложения.

В недрах СССР твердые горючие ископаемые находятся в широком стратиграфическом диапазоне: от древнейших протерозойских шунгитов до современных торфяников. За указанный промежуток геологического времени произошла существенная эволюция исходного растительного материала, и неоднократно возникали более или менее благоприятные для угленакопления обстановки. В результате сформировались в одних случаях угольные бассейны-гиганты, в других — многочисленные разномасштабные месторождения. В балансе подсчитанных запасов преобладают угли, образовавшиеся из продуктов превращения наземной растительности. Сапропелевые угли, исходным материалом которых послужили главным образом водоросли, составляют лишь доли процента от общих запасов твердых горючих ископаемых. Основные запасы представлены гумусовыми углями.

В геологической истории Земли образование пластов гумусовых углей началось только с девонского времени, когда растительный мир стал завоевывать сушу. В течение длительной геологической истории существенно изменялись как облик растительности, так и обстановка угленакопления. На смену постепенно деградировавшим споровым растениям пришли голосеменные, которые в верхнем мезозое начали замещаться покрытосеменными. Закономерно изменялись обстановки угленакопления; ведущее значение последовательно переходит от приморских торфяников к прибрежным, а затем к внутриконтинентальным.

Изучение происхождения и условий формирования ископаемых углей показало, что на состав и свойства ископаемых углей влияли следующие факторы: 1) состав исходного органического материала; 2) условия накопления органического и неорганического исходного материала углей и древних торфяников, определившие состав минеральных веществ в органической части углей и характер их распределения; 3) степень обводненности торфяников, длительность и характер чередования аэробных и анаэробных процессов превращения лигноцеллюлозных тканей; 4) химический характер среды, в которой происходило превращение органического материала растений-углеобразователей; 5) степень превращенности (углефикации, метаморфизма, антралификации) органического вещества под влиянием температуры в условиях повышенного давления при опускании угленосных осадочных пород на большую или меньшую глубину или под влиянием тепла магматических очагов.

В биохимических и физико-химических геологических процессах превращений исходного материала углей (отмерших растений, биомассы микроорганизмов и минеральных веществ) происходят разнообразные недостаточно изученные реакции неравномерного распада и синтеза, в совокупности приводящие к образованию многообразных и весьма сложных по составу и строению твердых горючих ископаемых. Схема

Свойства угля



Рис. 4. Основные факторы углеобразования

основных факторов, влияющих на состав и свойства твердых горючих ископаемых при углеобразовании, приведена на рис. 4.

Характеристика разновидностей ископаемых углей известных бассейнов и месторождений Советского Союза приведена в соответствующих томах монографии. Обобщение и систематизация имеющихся материалов по петрографической характеристике углей затруднены из-за отсутствия унифицированных методов изучения и терминологии описательной петрографии. При выделении отдельных типов и разновидностей углей на конкретных месторождениях по макро- и микропризнакам допускалось много условностей и субъективных оценок. Многие сведения о петрографическом

облике углей, помещенные в различных томах монографии, нередко трудно сопоставить между собой даже по материалам исследователей, принадлежащих к одной углететрографической школе.

В связи с этим целесообразно рассмотреть обобщенную характеристику петрографических особенностей углей только на основе количественных методов исследования (ГОСТ 9414—74; ГОСТ 12112—66; ГОСТ 12113—66). Использование результатов изучения вещественного состава углей количественными методами открывает широкие возможности для раскрытия причин неодинакового состава и свойств углей и позволяет объективно выявить сходство и различие их во всех бассейнах СССР. Последнее особенно важно для систематизации накопленных материалов по петрографии твердых горючих ископаемых и установления взаимосвязей между петрографическими особенностями и химико-технологическими свойствами углей.

Количественные исследования петрографических особенностей органической части углей показали относительную однотипность их группового петрографического состава. Гумусовые угли, как правило, состоят из компонентов групп витринита, семивитринита, фюзинита и лейптинита. В составе органической части углей большинства бассейнов и месторождений СССР преобладают компоненты групп витринита и фюзинита. Содержание лейптинита обычно не превышает 1—2% от общей органической массы, исключение — угли некоторых пластов раннекаменноугольного возраста Донецкого, Подмосковного и Кизеловского бассейнов (табл. 31, рис. 5).

Имевшие место в истории Земли изменения видового состава растений и геологических условий углеобразования не предопределили

четкой приуроченности угля (главной части петрографических типов углей) к определенному возрасту. Угли однотипные по групповому составу содержатся в отложениях неогена, юры, перми и среднего карбона.

Тем не менее эволюция растительного мира и разнообразие обстановок угленакопления в ряде случаев отражаются до некоторой степени в петрографическом облике углей. Для девонских углей характерны кутикуловые липтобиолиты. В нижнем карбоне нередко находятся угли с повышенным содержанием споринита. Значительное содержание фюзинита известно в углях отдельных месторождений мезозойского и более молодого возраста. Таким образом устанавливается наличие и преобладающее развитие кутикуловых липтобиолитов в девоне, споровых — в визе, кларенов — в среднем карбоне и полосчатых фюзено-кисленовых углей — в первой половине пермского этапа. В нижнем мезозое фюзено-кисленовые и клареновые разности наиболее распростра-

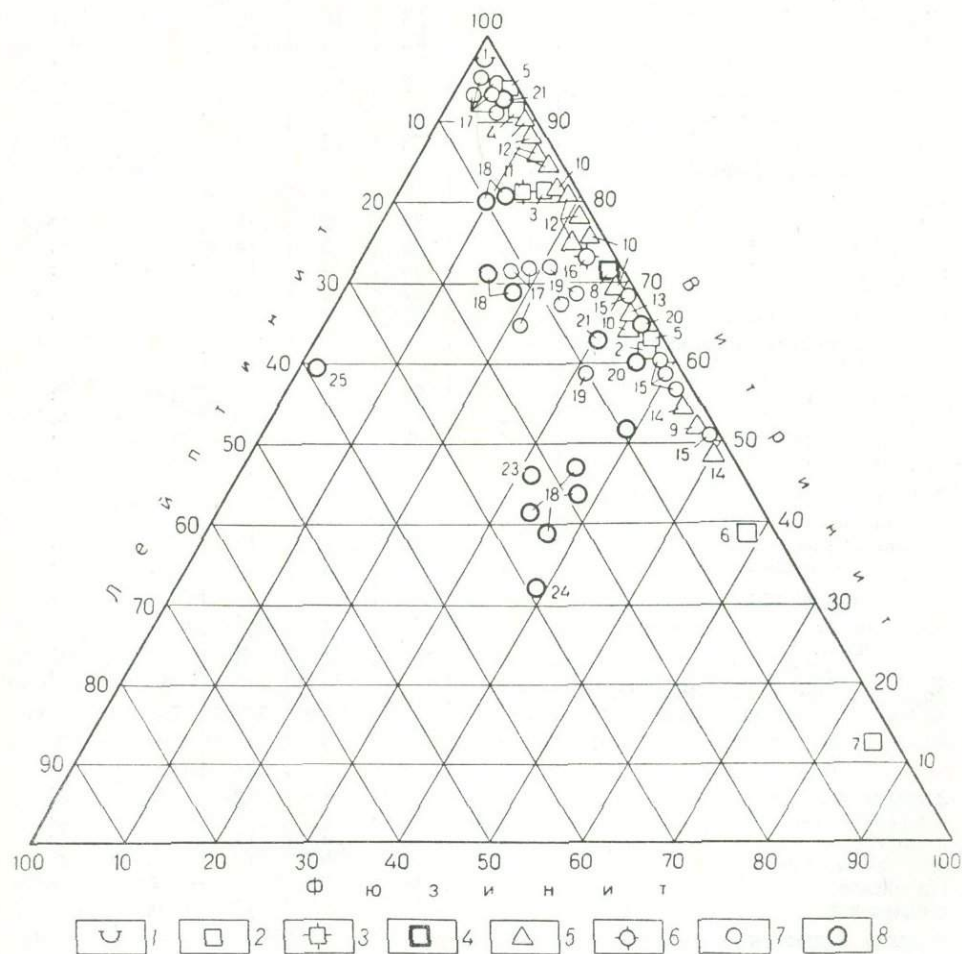


Рис. 5. Содержание групп петрографических компонентов в углях СССР.

Возраст углей: 1 — неогеновый; 2 — юрский; 3 — юрско-триасовый; 4 — триасовый; 5 — пермский; 6 — пермо-каменноугольный; 7 — поздне- и среднекаменноугольный; 8 — раннекаменноугольный.
 1 — Углегорский район, о. Сахалин; 2 — Гусиноозерское месторождение; 3 — Тургайский бассейн; 4 — Южно-Якутский бассейн; 5 — Канско-Ачинский бассейн; 6 — Ленгерское месторождение; 7 — Ангренское месторождение; 8 — Челябинский бассейн; 9 — Норильское месторождение; 10 — Печорский бассейн; Кузнецкий бассейн; 11 — тарбаганская серия, 12 — кольчугинская серия, 13—14 — верхнебалахонская подсерия, 15 — нижнебалахонская подсерия, 16 — Минусинский бассейн; 17—18 — Довещий бассейн; 19—20 — Карагандинский бассейн; 21 — Львовско-Волынский бассейн; 22 — Подмосковский бассейн; 23 — Кизеловский бассейн; 24 — Камская угленосная площадь; 25 — Барзасское месторождение (проба кутикулового литотипа)

Таблица 31

Средний петрографический состав углей СССР (%)

Бассейны, районы, месторождения, свиты	Геологический возраст	Группы микрокомпонентов в чистом угле				Относящиеся компоненты УОК
		витринит	семи-витринит	фюзинит	лейптинит	
<i>о. Сахалин</i> , Углегорский р-н	N ₁	98	0	1	1	1
<i>Забайкалье</i> , Гусноозерское	J	54	27	18	1	36
<i>Южно-Якутский</i>	J ₂₋₃	92	1	7	0	7
<i>Канско-Ачинский:</i>						
Итатское	J ₂	87	6	6	1	10
Ирша-Бородинское и Назаровское	"	54	35	9	2	32
<i>Тургайский</i>	J	82	1	12	5	12
<i>Средняя Азия:</i>						
Ленгерское	J ₁	33	18	46	3	58
Ангренское	"	12	4	82	2	85
<i>Кузнецкий</i> , тарбаганская серия	T ₃ -J	78	6	10	6	14
<i>Челябинский</i>	T ₃	62	27	9	2	27
<i>Тунгусский</i> , центральная часть:						
тутончанская свита	T ₁	53	15	30	2	40
<i>Кузнецкий</i> , кольчугинская серия, свиты:						
тайлуганская	P ₂	73	6	18	3	22
грамотейнская	"	78	5	14	3	18
ленинская	"	84	4	10	2	13
ускатская	"	87	4	8	1	11
казанково-маркинская	"	87	3	10	—	10
<i>Тунгусский</i> , центральная часть, свиты:						
пеляткинская	"	75	8	17	Доли	23
дегалинская	"	68	10	20	2	26
бургуклинская	P ₁	20	5	75	Доли	78
Норильское м-ние	"	52	3	45	Доли	47
<i>Печорский</i> , рудницкая подсвита:						
Хальмерьюское	"	74	8	18	—	24
Верхне-Сыръягинское	"	83	7	10	—	16
Нижне-Сыръягинское	"	60	12	24	4	42
<i>Воркутское</i> , части:						
восточная	"	74	8	18	—	24
центральная	"	62	12	23	3	31
северо-западная	"	79	10	9	2	15
Воргашорское, пласт Мощный, северная и центральные части	"	63—71	12—16	15—17	2—4	21—23
Юньягинское	"	79	6	15	—	19
<i>Интинская свита:</i>						
Воркутское	"	73	7	18	2	23
Воргашорское	"	70	9	19	2	25
Усинское	"	75	4	19	2	20
Хальмерьюское	"	76	8	16	—	22
Интинское	"	84	3	12	1	14
Кожимское	"	82	6	11	1	15
<i>печорская серия:</i>						
Сейдинское	"	71	8	20	1	26
Пембойское	"	73	6	20	1	24
<i>Кузнецкий</i> , балахоцкая серия, свиты:						
усятская	"	65	3	32	—	35
кемеровская	"	46	7	45	2	50
нишановская и промежуточная	"	40	17	42	1	54
алькаевская	C ₂₋₃	56	7	37	—	42
мазуровская	"	44	16	40	—	50

Продолжение табл. 31

Бассейны, районы, месторождения, свиты	Геологический возраст	Группы микрокомпонентов в чистом угле				Относящие компоненты ΣОК
		витринит	семи- витринит	фюзинит	лейптинит	
<i>Карагандинский:</i>						
тентекская свита	C ₂₋₃	65	8	22	5	28
долинская свита, районы:						
Карагандинский	C ₂	57	7	26	10	31
Шерубайнуринский	"	65	9	19	7	25
Тентекский	"	71	6	15	8	19
карагандинская свита, районы:						
Карагандинский	C _{1V3}	56	13	27	4	36
Шерубайнуринский	"	60	13	27	Доли	36
Тентекский	"	58	9	30	3	36
ашлярикская свита, районы:						
Карагандинский	C _{1V1-2}	58	12	29	1	37
Шерубайнуринский	"	58	12	30	—	38
<i>Львовско-Вольнский *</i>	C ₁	63—90	—	7—28	3—8	7—29
<i>Подмосковный</i>	"	46	14	30	10	40
<i>Кизеловский</i>	"	46	5	26	23	30
<i>Камская угленосная площадь</i>	"	30	3	37	30	39
<i>Донецкий *</i> , районы:						
Ново-Московский	C ₂	65—92	—	5—19	3—16	5—19
Петропавловский	"	72—96	—	3—15	1—13	3—15
Южно-Донбасский	"	71—95	—	3—12	2—17	3—12
Центральный	"	87—90	—	7—10	3	7—10
Западный и Южный Донбасс	C ₁	39—80	—	10—37	10—24	10—37
Ново-Московский	"	41—70	—	15—33	15—26	15—33
Петропавловский	"	46—68	—	18—37	14—17	18—37
Южно-Донбасский	"	46—80	—	12—35	8—19	12—35

* Петрографический состав показан максимальными и минимальными значениями содержания компонентов группы витринита. Группа семивитринита не учитывалась.

ненны. Для большего числа бассейнов раннемезозойского возраста характерны угли со значительным участием листового материала, а в ряде месторождений преобладают угли ксилено-фюзенового типа. Увеличение разнообразия обстановок угленакопления от древних эпох к более молодым обусловило несколько большую разнотипность по петрографическому составу углей позднепалеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

Как видно из табл. 31 и рис. 5, в углях среднепластовых проб содержится (в %): витринита 12—98; семивитринита 0—35; фюзинита 1—82 и лейптинита 0—30. При этом существенные различия по содержанию отдельных групп микрокомпонентов наблюдаются как между углями разных бассейнов, так и между углями пластов и свит, развитых в пределах одного и того же бассейна или месторождения. В то же время петрографический состав углей некоторых свит бассейнов, формирование которых относится к различным геологическим периодам, нередко оказывается довольно сходным. Так, по содержанию витринита, фюзинита и лейптинита довольно близки угли среднего карбона Донбасса, верхней перми Кузбасса, средней юры Канско-Ачинского, Иркутского, Южно-Якутского бассейнов и многих месторождений неогенового возраста о. Сахалин.

Большим разнообразием обладают угли СССР в зависимости от стадий превращенности (углефикации) (табл. 32). Для оценки степени превращенности (углефикации, метаморфизма) углей использована величина отражательной способности витринита. Границы изменения отражательной способности углей показаны для основных бассейнов с пригодными для освоения в ближайшей перспективе запасами углей от 1 до 200 млрд. т. Большинство этих бассейнов в настоящее время интенсивно эксплуатируется.

В применяемых в настоящее время для получения металлургического кокса углях содержится (в %): витринита 38—98, семивитринита 0—20 и лейптинита 0—37. Следует заметить, что главные компоненты коксовых шахт в настоящее время — угли, сложенные не меньше чем на 75% витринитом. Они занимают свыше 70% валовой шихты коксохимических заводов СССР. Угли, сложенные витринитом менее чем на 55%, обычно применяются в валовой шихте в количестве менее 10%, хотя на заводах Востока их содержание в коксовых шихтах иногда достигает 30—40%.

В разведанных запасах насчитывается очень немного коксующихся углей, содержащих более 5% компонентов группы лейптинита. Они приурочены к отложениям нижнего карбона. В Кизеловском бассейне лейптинитовые угли многосернисты, в связи с чем используются только для выжига кокса, используемого предприятиями цветной металлургии. Угли Западного Донбасса с содержанием лейптинита более 15% в валовой шихте Донбасса пока занимают доли процента, и в ближайшем будущем их количество вряд ли достигнет одного процента. Содержание отошающих компонентов (фюзинит + $\frac{2}{3}$ семивитринита) в существующих шихтах для получения кондиционного металлургического кокса на заводах Юга не превышает 15%, на заводах Урала и Сибири достигает 28%. Средневзвешенное содержание отошающих компонентов в шихтах коксохимических заводов всего Советского Союза не более 20%.

В наиболее изученных угольных бассейнах СССР выявлено более 220 млрд. т запасов (промышленных категорий и прогнозных I группы) пригодных для коксования углей. Основные запасы сосредоточены в Кузнецком (70%) и Донецком (12,5%) бассейнах. Суммарные запасы Южно-Якутского, Печорского и Карагандинского бассейнов составляют около 14% от общих запасов страны, приблизительно при равном долевом участии каждого бассейна. Общие геологические запасы коксующихся углей оцениваются по подсчету 1968 г. в 575 млрд. т. В запасах углей, признанных пригодными в настоящее время для коксования, средневзвешенное содержание отошающих компонентов не превышает 20%. По этому показателю структура запасов коксующихся углей в целом по СССР удовлетворительна. Однако соотношение марочного состава углей, обеспечивающих получение кондиционного металлургического кокса, далеко не оптимально, особенно если учесть размещение углей отдельных марок по территории СССР. В настоящее время на коксохимических заводах Юга в шихтах используется до 30% витринитовых газовых углей 11 и 12 классов (ГОСТ 21489—76). В ближайшем будущем участие этих углей здесь возрастет до 35%. На заводах Урала и Сибири вряд ли удастся повысить содержание газовых углей в шихтах до 20%.

Неодинаковые возможности коксохимических предприятий Юга и Востока в отношении использования газовых углей обусловлены значительно более высоким содержанием отошающих компонентов в шихтах коксохимических заводов Урала и Сибири. Поэтому при существующей технологии коксования около 7 млрд. т (15%) разведанных

запасов газовых коксующихся углей не представляется возможным использовать для производства металлургического кокса. Кроме того, из-за высокого содержания отошающих компонентов в коксовых шихтах не могут найти применение для выжига кокса на заводах Востока более 15 млрд. т разведанных запасов слабо спекающихся углей марки СС, отнесенных пока к энергетическим.

Петрографическое исследование углей и анализ состава производственных шихт, обеспечивающих получение металлургического кокса, позволяют наметить некоторые пути более рационального использования запасов спекающихся углей. Один из способов расширения участия малодофицитных спекающихся углей в коксовых шихтах — составление шихт с учетом петрографических особенностей углей. При этом рационально для коксохимических заводов рекомендовать по крайней мере два строя шихт. В основе первого строя должно лежать сочетание витринитовых углей 11 и 12 классов с углями 14, 15 и 16 классов, а второго — сочетание углей 13 и 14 классов с углями 17 и 18 классов. В шихтах первого строя содержание отошающих компонентов (ΣОК) не должно превышать 25%, в то время как в шихтах второго строя оно может быть доведено до 32%.

Учитывая, что в шихтах коксохимических заводов Юга содержание отошающих компонентов не превышает 15%, представляется возможным использовать значительные количества кузнецких фюзинитовых углей марки СС. В Кузбассе пригодные для освоения на ближайшую перспективу запасы углей марки СС (в большинстве случаев малозольных и, что особенно важно, малосернистых) около 18 млрд. т, в то время как в Донбассе запасы всех углей, пригодных для коксования, 28 млрд. т. Поэтому перспективно решение о широком завозе углей марки СС из Кузнецкого бассейна на коксохимические заводы Юга и Центра европейской части СССР.

Петрографический состав углей оказывает существенное влияние на результаты их теплотехнического использования. По данным И. А. Яворского и Г. П. Алаева (1963 г.), при пылеугольном сжигании различие в свойствах петрографических микрокомпонентов обуславливает специфические особенности термического разложения и выгорания их коксовых остатков. В условиях топочного режима даже незначительное изменение содержания витринита и фюзинита может привести к увеличению потерь с механическим недожогом, если параметры топочного процесса не скорректированы по петрографическому составу углей. Бесструктурные петрографические микрокомпоненты углей образуют коксовый остаток с повышенной скоростью взаимодействия с кислородом воздуха в интервале температур 1100—1400°С. В то же время фюзинит отличается пониженной скоростью выгорания. С увеличением температур процесса различия во времени выгорания отдельных микрокомпонентов уменьшаются. Подбор топлива с учетом петрографического состава позволит повысить к. п. д. котлоагрегатов в оптимальном случае на 1%. Петрографический состав влияет на плотность, размолоспособность, дробимость и другие физико-механические свойства углей.

Размолоспособность и дробимость витринитового угля изменяется по мере того как повышается отражательная способность витринита, по кривой с максимумом в области IV стадии метаморфизма ($R^0=1,4—1,6\%$). Рост хрупкости и трещиноватости витринитовых углей от низких стадий метаморфизма к средним — главная причина высокого содержания мелких классов в товарных углях средних стадий метаморфизма, отгружаемых с шахт. Размолоспособность углей одинаковой стадии метаморфизма закономерно снижается при увеличении содержания

в них компонентов группы фюзинита. Повышенная прочность угля нередко бывает обусловлена присутствием в нем значительного количества лейптинита (споринита) и минеральных примесей. Именно этим объясняется значительная крепость и вязкость кизеловских углей. Отдельные образцы кизеловских углей показывают сопротивление сжатию до 600 кгс/см². При их разработке значительно чаще приходится менять режущие зубки горных машинок, чем это необходимо при добыче углей аналогичных стадий метаморфизма в других бассейнах.

Основное влияние на обогатимость углей оказывают состав, форма и характер распределения минеральных веществ. При равномерной и тонкой минерализации обогатимость углей ниже, чем при концентрированной, когда минеральные примеси располагаются в виде изолированных прослоев, линз или скоплений изометричной формы. Чем выше различие в механической прочности минеральных частиц по сравнению с вмещающей органической массой, тем легче их выделить из угля. Возможность отделения минеральной части от органической зависит от метаморфизма угля и содержания в нем отошающих компонентов. На низких стадиях метаморфизма наблюдается большая дифференцированность удельного веса слагающих уголь компонентов, но высокая вязкость витринита (коллинита) ухудшает их разделяемость в процессе дробления. Легкой разделяемостью отличаются витринитовые угли средних стадий метаморфизма, вследствие высокой хрупкости витринита.

Увеличение содержания в углях отошающих компонентов обуславливает увеличение плотности и вязкости углей и при прочих равных условиях снижает разделяемость органических и минеральных частей. Петрографический состав и метаморфизм оказывают большое влияние на сорбционные свойства углей. Обогащение углей отошающими микрокомпонентами делает их значительно более способными к сорбции газов. Влияние микрокомпонентного состава на метаноемкость углей проявляется наиболее четко на II, III и IV стадиях метаморфизма. Весьма существенные различия в сорбционных свойствах между витринитовыми и фюзинитовыми углями наблюдаются при изучении начальных скоростей сорбции. Фюзинитовые угли сорбируют метан в 3—5 раз быстрее, чем витринитовые. Более высокой сорбционной способностью углей с отошающими компонентами объясняется их повышенная самовозгораемость по сравнению с витринитовыми углями. На этой основе Г. Н. Крикуновым (1966) в Карагандинском бассейне разработан петрографический метод определения химической активности углей к самовозгоранию.

Знания петрографического состава и степени метаморфизма имеют большое значение при определении различных направлений нетопливного использования углей. Так, лучшее сырье для переработки углей методом гидрогенизации — низкометаморфизованные угли с низким содержанием фюзинита. Только лейптинитовые и сапропелитовые угли могут применяться для получения высококачественной сажи. Учет петрографического состава и степени метаморфизма совершенно необходим при подборе сырья для производства электродных и углеграфитовых материалов.

Таким образом, проведенные петрографические исследования углей различных бассейнов позволили установить четкие количественные зависимости физико-механических, сорбционных и химико-технологических свойств углей от их петрографических особенностей. Появилась возможность не только объяснять причины тех или других отклонений в значениях отдельных показателей (физико-механических свойств, сорбции, элементарного состава, выхода летучих веществ, спекаемости,

коксуемости, состава продуктов пиролиза и т. п.), но и в ряде случаев осуществлять их уверенный прогноз по петрографическим особенностям углей.

Все это приводит к неизбежной необходимости и целесообразности использования петрографических параметров для промышленной классификации углей. Правильно выбранные петрографические параметры, например петрографический состав и стадия метаморфизма, при весьма тесных связях с важными для промышленности свойствами углей имеют минимальное взаимное перекрытие, что для классификационных параметров чрезвычайно важно. Рациональное использование природных ресурсов горючих ископаемых — одна из важнейших задач народного хозяйства. Применяемые на практике показатели классификации и маркировки углей (выход летучих веществ, толщина пластического слоя, теплота сгорания, зольность) следует дополнять данными исследования петрологии углей, что позволит более полно оценить свойства углей и надежно определить перспективы их рационального использования.

Угли СССР отличаются большим разнообразием генезиса, определяющего их петрографический и химический состав, физические и технологические свойства. Изучением качества и технологических свойств углей занимались многочисленные геологоразведочные и специализированные научно-исследовательские организации: Институт горючих ископаемых (ИГИ), Восточный углехимический институт (ВУХИН), Украинский углехимический институт (УХИН), Донецкий научно-исследовательский угольный институт (ДонУГИ), Институт обогащения твердого топлива (ИОТТ — бывший ВНИИУглеобогащение), Всесоюзный теплотехнический институт им. Дзержинского (ВТИ), его Челябинский филиал и др. В изучении петрографии углей ведущая роль принадлежит угольной группе ВСЕГЕИ, Институту геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ), Геологическому институту АН СССР. Результаты исследований состава и свойств углей известных месторождений Советского Союза приведены в соответствующих томах монографии.

КЛАССИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

Многообразие типов ископаемых углей и различных подход к изучению их состава и свойств предопределили разработку многочисленных их классификаций. По назначению и содержанию предложенные классификации могут быть подразделены на генетические и промышленные (постребительские); некоторые классификации основываются на сочетаниях указанных групп.

Генетические классификации определяют место ископаемых углей среди прочих горючих ископаемых, а также их технологические различия с учетом исходного материала, геологических факторов углеобразования, петрографических и геохимических особенностей. Среди генетических классификаций выделяются:

1) собственно генетические, построенные на основе различий в петрографическом составе углей в зависимости от исходного материала и процессов преобразования органического вещества в начальной стадии углеобразования (Потонье, 1920 г.; М. А. Усов, 1920 г.; Ю. А. Жемчужников, 1935 г.; Н. М. Крылова, И. Э. Вальц, А. А. Любер, А. И. Гинзбург, 1968 г.; П. П. Тимофеев, Л. И. Боголюбова, В. С. Яблоков, 1962 г.; и др.);

2) химико-генетические, в основу которых положены химические превращения органического вещества при углеобразовании (А. Ф. Добрянский, 1947 г.; Г. Л. Стадников, 1933 г.; Л. Л. Нестеренко, 1956 г.; и др.);

3) промышленно-генетические, в которых отражена зависимость технологических свойств углей от основных генетических параметров (В. В. Видавский, 1941 г.; М. М. Лившиц, П. Я. Самойлович, 1954 г.;

И. И. Аммосов, 1957 г.; М. Е. Попова, К. С. Пермитина, 1963 г.; И. И. Аммосов, Н. П. Гречишников, И. В. Еремин, Г. С. Калмыков, В. К. Прянишников, 1963 г.; и др.).

Генетические классификации позволяют систематизировать пестрое многообразие ископаемых углей и увязывать технологические свойства углей с их генетическими особенностями. В ряде случаев они используются для прогноза качества, направления промышленного использования углей как материал для промышленной их маркировки.

Промышленные (потребительские) классификации разрабатываются для технологической группировки углей применительно к требованиям промышленности и исходят из исторически сложившегося опыта использования углей. Эти классификации — основа нормирования качества для различных видов потребления, планирования добычи угля и создания резерва дальнейшего ее развития. В основу действующих в СССР промышленных классификаций положено подразделение ископаемых углей по степени углефикации на три

Таблица 33

Промышленные классификации бурых углей СССР

Бассейны и районы	ГОСТ	Классификационные параметры, %	Значение классификационных параметров для технологических групп, %		
			Б1	Б2	Б3
Урал	7050—76	W ^p	Более 40	30—40	До 30
Украина, подгруппы:	9280—59	W ^e	Более 50	30—50	До 30
1		T ^г	До 10	—	—
2		"	10—20	—	—
3		"	Более 20	—	—
Подмосковный	7055—71	W ^p	Более 40	30—40	До 30
Восточная Сибирь	9477—70	"	Более 40	30—40	До 30
Дальний Восток,	9478—72	"	Более 40	30—40	До 30
Северо-Восточные районы	19122—73	"	Более 40	30—40	До 30
Карагандинский	8150—66	V ^г	—	—	До 30
		"	—	—	≥ 37
Средняя Азия	7049—70	W ^p	—	30—40	18—30
		V ^г	—	≥ 28	≥ 28
о. Сахалин	7026—75	W ^p	—	—	До 30
		V ^г	—	—	≥ 42

Таблица 34

Классификация бурых углей Украины по ГОСТ 9280—75

Номера групп	Выход смолы T ^г , %	Номера подгрупп	Удельное количество теплоты сгорания Q _{сг} , ккал/кг
10	Более 25	1	Более 7500
20	20—25	2	7200—7500
30	15—20	3	6900—7200
40	Менее 15	4	Менее 6900

Сопоставление классификаций каменных углей основных бассейнов СССР

Марки углей	Бассейны, районы																	
	Донецкий ГОСТ 8180-75			Печорский ГОСТ 6991-74			Кузнецкий ГОСТ 8162-73			Карагандинский ГОСТ 8150-66			Южно-Якутский ГОСТ 10101-73			Кавказ ГОСТ 6869-74		
	Техно- гические группы	V ^Г , %	у, мм	Техно- гические группы	V ^Г , %	у, мм	Техно- гические группы	V ^Г , %	у, мм	Техно- гические группы	V ^Г , %	у, мм	Техно- гические группы	V ^Г , %	у, мм	Техно- гические группы	V ^Г , %	у, мм
Длиннопламенный	Д	≥35	<6	Д	≥37	—	Д	>37	—	—	—	—	—	—	—	Д	≥36	—
Газовый	Г6	≥35	6-10	Г6	≥35	6-9	Г6	>37	6-16	Г	≥33	6-24	Г6	≥40	6-16	Г	≥36	6-17
	Г11	≥35	11-25	Г10	≥37	10	Г17	>37	17-25	—	—	—	Г17	≥40	≥17	—	—	—
Газовый жирный	ГЖ6	27-35	6-10	—	—	—	ГЖ	31-37	6-25	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	ГЖ11	27-35	11-16	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Жирный	Ж17	27-35	17-20	Ж10	27-37	10-17	1Ж26	>33	≥26	Ж	≥23	≥25	Ж6	33-40	6-20	Ж18	≥27	18-29
	Ж21	27-35	≥21	Ж18	27-37	≥18	2Ж26	≥33	≥26	—	—	—	Ж21	33-40	≥21	Ж30	≥27	≥30
Коксовый жирный	—	—	—	—	—	—	КЖ6	25-31	6-13	—	—	—	1КЖ6	27-33	6-16	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	КЖ14	25-31	14-25	КЖ	≤33	19-24	1КЖ17	27-33	≥17	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2КЖ6	22-27	6-12	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2КЖ13	22-27	≥13	—	—	—
Коксовый	К21	18-27	≥21	К	<27	≥14	К13	<25	13-25	К	≤33	12-18	К6	17-22	6-8	К	<27	≥14
	К14	18-27	14-20	—	—	—	К10	17-25	10-12	—	—	—	К9	17-22	≥9	—	—	—
Коксовый второй	—	—	—	—	—	—	К ₂	17-25	6-9	К ₂	22-33	6-11	—	—	—	—	—	—
Отощенный спекающийся	ОС	14-22	≥6	ОС	<27	6-13	ОС	<17	6-9	ОС	<22	6-11	ОС	<17	≥6	—	—	—
	ОС6	14-22	6-13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Слабо спекающийся	—	—	—	—	—	—	1СС	25-37	—	—	—	—	1СС	≥33	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	2СС	17-25	—	—	—	—	2СС	22-33	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3СС	17-22	—	—	—	—
Тощий	Т	8-17	—	Т	<17	—	Т	<17	—	—	—	—	Т	<17	—	—	—	—

Примечания. 1. Цифры, входящие в условные обозначения технологических групп после марки, обозначают нижний предел толщины пластического слоя в мм.
 2. В Донбассе разделение тощих углей и антрацитов производят по удельному количеству теплоты сгорания $Q_{\text{ог}}$ 8400 ккал/кг; для разделения углей Т и ОС дополнительно используется индекс Рога $RI=13$; при выходе летучих более 35% и толщине пластического слоя более 25 мм уголь относят к технологической группе Ж21.
 3. В Печорском бассейне при толщине пластического слоя менее 6 мм и слишком летучем остатке угли относятся соответственно к маркам Г (Г6) и ОС.

основные группы: бурые, каменные угли и антрациты, а внутри этих групп на марки (технологические группы), отражающие комплекс определенных технологических свойств углей конкретного месторождения (бассейна). Классификационные параметры и методики их определения утверждаются Госстандартом СССР.

Бурые угли. К ним относятся угли с высшим удельным количеством теплоты сгорания влажного беззольного топлива менее 5700 ккал/кг (ГОСТ 9276—72) и отражательной способностью витрина (R^0) менее 0,5%. Бурые угли в СССР подразделяются на три технологические группы (табл. 33) по влажности рабочего топлива (W^p). Бурые угли Украины, соответствующие группе Б1, дополнительно подразделяются на четыре подгруппы (табл. 34) по выходу смол и удельному количеству теплоты сгорания ($Q_{г6}$).

Каменные угли. Классификационными параметрами для установления марки и технологической группы приняты: 1) для каменных спекающихся углей — выход летучих веществ (V^r) и спекаемость, характеризующая толщиной пластического слоя (y), дополнительно при слабой спекаемости — характер коксового королька, или индекс Рога (RI); 2) для каменных слабо спекающихся и неспекающихся углей — выход летучих веществ (V^r), для характеристики получаемого нелетучего остатка в некоторых случаях дополнительно — удельное количество теплоты сгорания $Q_{г6}$. Сопоставление величин указанных параметров установленных действующими промышленными классификациями углей для основных угольных бассейнов Советского Союза приведено в табл. 35.

Антрациты. Согласно действующим промышленным классификациям к антрацитам относятся угли с весовым выходом летучих веществ менее 8—9%, дополнительный параметр — удельное количество теплоты сгорания углей. Более полная, но не утвержденная ГОСТ классификация антрацитов разработана ДонУГИ. В ее основе лежит представление о влиянии на свойства органического вещества двух групп процессов — первичных (генетических) и вторичных (метаморфических). В качестве показателей степени метаморфизма принимаются $V_{об}$, $I_{гр}$ и H_g , по которым выделяется 6 групп, а для характеристики генетических особенностей (степени восстановленности) — механическая прочность (3 класса).

ДонбассНИЛ (В. Я. Посыльным, 1969 г.) предложена классификация антрацитов (табл. 36), в которой в качестве показателя степени метаморфизма принята микротвердость витрина H_g , возрастающая с

Таблица 36

Классификация антрацитов ДонбассНИЛа

Степень кристалличности по анизотропии отражательной способности, %	Вторая цифра кода	Стадия метаморфизма по микротвердости витрина, кгс/мм ²					Содержание фюзенизированных микрокомпонентов, %	Третья цифра кода
		35—50	50—70	70—110	110—130	Более 130		
		Первая цифра кода						
		1	2	3	4	5		
Более 4	3	13	23	33	43	53	Более 50	3
2—4	2	12	22	32	42	52	25—50	2
Менее 2	1	11	21	31	41	51	Менее 25	1

Пределы изменения основных показателей качества гумусовых углей по маркам и стадиям метаморфизма

Марки, технологические группы	Основные показатели качества								ГОСТ 21489-76				
	W ^a , %	W ^p , %	V ^r , %	у, мм	Q _{б^r} , ккал/кг	Q _{н^p} , ккал/кг	C ^r , %	H ^r , %	Метаморфизм		Отражательная способность витринита		
									группы	стадии	в воздухе 10·R ^a , %	в масле R ^o , %	класс
Б1	8-21	40-58	50-61	—	6100-6900	1500-3300	63-71	4,4-6,3	Буро-угольная	O ₁	<58	<0,30	01
Б2	8-21	30-40	33-50	—	6100-7100	2150-3800	65-76	4,1-5,3		O ₂	58-66	0,30-0,39	02
Б3	7-12	17-30	33-50	—	6600-7800	3700-4500	68-77	4,0-5,8		O ₃	67-69	0,40-0,49	03
Д	8-4	8-16	35-50	—	7300-8000	5250-5950	74-80	5,1-5,7	Каменноугольная	I	70-76	0,50-0,64	10
Г	5-2	6-10	33-46	6-25	7700-8300	5600-6200	79-83	5,2-5,9		I-II	77-79	0,65-0,74	11
										II	80-82	0,75-0,84	12
ГЖ	2-1	5-8	31-40	6-35	8000-8400	5900-6300	82-86	5,2-6,0		II-III	83-86	0,85-0,99	13
Ж	2-1	4-7	25-37	6-40	8250-8550	6050-6350	83-87	5,0-5,6		III	87-90	1,00-1,14	14
КЖ	2-1	4-6	18-33	6-25	8300-8600	6200-6500	85-89	4,9-5,3		III-IV	91-93	1,15-1,29	15
К	2-1	4-5	17-27	10-25	8300-8800	6300-6800	87-90	4,7-5,1		IV	94-97	1,30-1,49	16
К ₂	2-1	4-6	17-25	6-11	8300-8800	6300-6900	88-91	4,5-4,9		IV			
ОС	1	3-5	14-27	6-13	8450-8750	6350-6650	89-91	4,2-4,6		IV-V	98-102	1,50-1,74	17
										V	103-107	1,75-1,99	18
Т*	1-2	3-6	8-20	—	8250-8650	6200-6600	90-92	3,7-4,4	VI	108-116	2,00-2,49	19	
СС	1-3	4-9	17-37	—	7500-8500	5800-6800	82-90	4,3-5,3	III-V				
А	1,5-6	3-10	4-8	—	8000-8400	5700-7400	89-95	1,8-3,7	VII-VIII	117-129	2,50-3,40	21	
									VIII-IX	130-138	3,41-4,40	22	
									IX	139-150	4,41-5,50	23	
									X	>150	>5,50	24	

* При высоком содержании плавких компонентов стадия метаморфизма V соответствует марке ОС.

увеличением степени углефикации, а генетические особенности характеризуются степенью его кристалличности, оцениваемой по анизотропии отражательной способности при замерах в поляризованном свете по ГОСТ 12113—66, и вещественным составом антрацитов (содержание фюзенизированных микрокомпонентов). Вывод о различной степени кристалличности изометаморфных антрацитов имеет большое практическое значение, так как он может быть положен в основу поисков сырья для термопереработки (производство термоантрацита, термографита и других углеграфитовых материалов).

Марочная принадлежность и основные показатели качества углей тесно связаны со степенью их углефикации (для каменных углей и антрацитов степень углефикации отождествляется со степенью метаморфизма углей). В табл. 37 приведены данные об основных показателях качества углей различных марок (технологических групп). Изложенная обобщенная характеристика качества ископаемых углей Советского Союза дана применительно к действующим промышленным классификациям.

ХАРАКТЕРИСТИКА КАЧЕСТВА УГЛЕЙ И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ СССР

Запасы **бурых углей** составляют около 30% общих запасов углей СССР. Распределение их по бассейнам, месторождениям и угленосным районам приведено в табл. 22. Основная часть запасов бурых углей по возрасту относится к мезозою и кайнозою; палеозойские бурые угли развиты в европейской части СССР и Тунгусском бассейне.

К технологической группе Б1 отнесены угли наиболее низкой степени углефикации (О₁ по ГОСТ 21489—76). Бассейны и месторождения этих углей в основном связаны с континентальными угленосными отложениями палеогенового и неогенового, в меньшей степени юрского и мелового возраста. Основные промышленно освоенные районы распространения бурых углей группы Б1 — Днепровский, Южно-Уральский бассейны, месторождения в Забайкалье (Харанорское) и Приморье (Чихезское, Реттиховское). Перспективны для промышленного освоения разведанные месторождения: Боготольское и Итатское в Канско-Ачинском бассейне, Новодмитровское и Житковичское в Днепровско-Донецкой впадине, Сергеевское, Свободное, Тыгдинское в Амуро-Зейской угленосной площади. Угли группы Б1 известны в Закарпатском угленосном районе, Калининградской и Одесской областях, на территории Западной Сибири, Северного Казахстана, в северо-восточных районах СССР и на п-ове Камчатка. Угли Харанорского, Бикинского, Итатского и меловые угли Сергеевского месторождений обладают качеством переходным к углям технологической группы Б2.

Угли группы Б1 в основном гумусовые и редко гумусово-сапропелевые. По структуре угли однородные и штриховатые, реже полосчатые. Макроскопически в зависимости от структурно-текстурных признаков угли Б1 разделяются на *землистые* — слагающиеся из мелких фрагментов различных частей растительных тканей (аттрита), *мягкие* — сложенные преимущественно гелифицированными в различной степени остудневевшими растительными тканями, и *лигнитовые* (ксилитовые) — состоящие из крупных фрагментов древесинного происхождения с различным количеством аттрита.

Естественная влажность углей от 35 до 60%, преимущественно около 55%. При высыхании угли сильно растрескиваются, что обуславливает их нетранспортабельность в природном состоянии и непригод-

ность для длительного хранения. Особенности рассматриваемого типа углей — различные влажность и скорость высыхания слагающих компонентов. Зольность углей также колеблется в широких пределах: от 5 до 60% и более. Угли труднообогатимы. Преимущественная зольность углей промышленных месторождений 7—25%. Для углей группы Б1 характерна связь значительной части золообразующих компонентов с органической частью угля, высокое содержание кальция в золе, а для некоторых месторождений — высокое содержание углекислоты и карбонатов.

За рубежом (ГДР, ПНР) для месторождений мягких бурых углей, связанных с солянокупольной тектоникой, характерно присутствие значительного количества хлоридов кальция и натрия (соленые угли); для месторождений, связанных с туфогенно-осадочными толщами (ВНР, НРБ), характерно высокое содержание карбонатов, что должно учитываться при оценке качества углей аналогичных месторождений в СССР.

Угли характеризуются пониженными значениями удельного количества теплоты сгорания ($Q_{г6}$) — 5500—6300 ккал/кг, что обусловлено низкой степенью их углефикации и сравнительно высокой окисленностью. Наиболее высоким удельным количеством теплоты сгорания горючей массы характеризуются уплотненные угли, наиболее низкой — землистые окисленные разности. Низшее удельное количество теплоты сгорания рабочего топлива, вследствие повышенной влажности обычно 1500—2500 ккал/кг и только в отдельных случаях — для углей переходных к Б2 и гумусово-сапропелевого состава — превышает 3000 ккал/кг. Угли месторождений европейской части СССР характеризуются высокими содержаниями серы — 3,5—6%. Угли восточных районов, как правило, низкосернистые (содержание серы менее 1%). В отличие от углей более высоких стадий углефикации, в углях Б1 обычно преобладает сера органическая.

Выход смол полукоксования — один из основных классификационных показателей, предопределяющих брикетированность углей, колеблется в пределах 5—35%. Выход смол из углей большинства месторождений менее 15%. Выход битумов, извлекаемых при бензольной и спиртобензольной экстракции углей, колеблется в пределах 3—20% и предопределяет возможность использования углей для производства горного воска. Битумы углей группы Б1 в отличие от углей более высоких стадий углефикации характеризуются высоким содержанием в них восков — 25—27%. Наиболее высокие выходы битумов (бензольного экстракта) характерны для углей Днепровского и Южно-Уральского бассейнов, где средние выходы бензольного экстракта по отдельным месторождениям 6—10%, а максимальные по локальным участкам достигают 20%. Для углей Днепробасса характерно высокое содержание в битуме воска — в среднем около 75%; бензольный экстракт углей Южно-Уральского бассейна содержит только около 50% восков. Выход бензольного экстракта остальных изученных месторождений в основном не превышает 5%. При изучении закономерностей распределения битумов в углях установлены повышенные его концентрации в светлых разностях угля.

Угли Б1 характеризуются высоким выходом гуминовых кислот, достигающим для отдельных углей 50% горючей массы, с уменьшением при повышении стадии углефикации и увеличением при повышении окисленности и степени разложения углей. Наибольшим выходом гуминовых кислот в одинаковых условиях характеризуются землистые разности, наименьшим — ксилиты, дающие в 2—4 раза меньше гуминовых кислот по сравнению с вмещающей их землистой массой.

Для некоторых углей группы Б1 с низкой степенью разложения исходного растительного материала характерно наличие целлюлозы. С повышением степени углефикации целлюлоза претерпевает изменения, превращаясь в гуминовые кислоты и др. В связи с особенностями молекулярного строения (ориентированные ряды мицелл) целлюлоза отчетливо наблюдается при петрографическом изучении углей в поляризованном свете, что позволяет достаточно отчетливо проследить характер изменения содержания целлюлозы в углях различных петрографических типов. Проведенное изучение показало, что содержание целлюлозы зависит от характера первичного разложения, в основном от характера процессов гниения.

Угли группы Б1 используются в основном как энергетическое топливо в ТЭЦ с пылевидным частично слоевым сжиганием и в быту после брикетирования. Перспективно использование углей этой группы для экстрагирования монтан-воска и гуминовых кислот.

Технологическая группа Б2 объединяет угли, соответствующие стадии углефикации O_2 . Бассейны и месторождения с углями этой группы в основном имеют юрский возраст — Канско-Ачинский, Тургайский бассейны; месторождения: Волчанское, Богословское в Серовском угленосном районе Урала, Ангренское в Средней Азии, Черновское, Таурауновское, Тарбагатайское в Забайкалье, Кивда-Райчихинское в Амурско-Зейском районе, Бикинское, Шкотовское в Приморье. Исключение — Подмосковский бассейн с углями нижнекарбонového возраста. В основном угли гумусовые, в подчиненном количестве встречаются гумусово-сапропелевые и сапропелевые, слагающие маломощные прослои в угольных пластах, не имеющие самостоятельного промышленного значения. Для Ангренского месторождения характерно высокое содержание фюзинитовых разностей.

Свежедобытые угли группы Б2 плотные и достаточно вязкие, но при высыхании быстро растрескиваются и рассыпаются, что делает их нетранспортабельными на большие расстояния. Преимущественная естественная влажность углей 31—33%. Зольность углей изменяется от 5% до 45% и более. Наиболее высокозольны угли Подмосковского бассейна, Серовского района Урала, малозольны — Канско-Ачинского бассейна. Угли Подмосковского и Тургайского бассейнов характеризуются повышенной сернистостью, среднесернисты угли Ангренского и Тарбагатайского месторождений, угли других месторождений малосернисты.

Удельное количество теплоты сгорания в пересчете на горючую массу колеблется в пределах 6100—7350 ккал/кг, низшее в зависимости от влажности и особенно от зольности углей — от 2100—2600 (месторождения: Бикинское, Серовского района и Подмосковского бассейна) до 3700—4100 ккал/кг (месторождения Забайкалья и Канско-Ачинского бассейна). Угли группы Б2 в основном используются как энергетическое топливо в топках с пылевидным и слоевым сжиганием.

Технологическая группа Б3 объединяет угли, соответствующие стадии углефикации O_3 . Бассейны и месторождения углей этой группы преимущественно имеют триас-юрский (Челябинский бассейн), юрский (Майкюбенский бассейн, месторождения: Азейское, Мугунское, Каранцайское в северо-западной части Иркутского бассейна, Алмалыкское, Сулюктинское, Кызылкийское, Шурабское и др. в Средней Азии), палеогеновый (Угловский бассейн) и палеоген-неогеновый (месторождения Сахалина) возраст. Палеозойские угли группы Б3 известны в Петриковском районе Донбасса и Роговском месторождении Печорского бассейна.

Угли в основном гумусовые и клареновые, лишь в месторождениях Средней Азии широко развиты фюзено-ксиленовые разности. Свежедо-

бытые угли плотные, блестящие и матовые. При длительном хранении рассыпаются в мелочь. Влажность обычно 20—25%. Угли Тавричанского (Угловский бассейн) и некоторых месторождений Челябинского бассейна характеризуются влажностью 13—16% и рассматриваются как переходные к каменным углям. Для углей Угловского и Челябинского бассейнов характерны повышенная зольность, постепенный переход углей при наблюдаемом интенсивном расщеплении угольных пластов в углистые породы. Высокозольны угли Ахалцихского (Закавказье), Хасанского (Приморье), Верхне-Роговского (Печорский бассейн) месторождений. С повышенной зольностью углей указанных бассейнов и месторождений связано резкое снижение низшего удельного количества теплоты сгорания рабочего топлива до 2700—3700 ккал/кг против преобладающего для углей этой технологической группы 4000—4500 ккал/кг.

Угли группы БЗ используются как энергетическое топливо, частично (Челябинский бассейн) как газогенераторное сырье. Основные показатели качества бурых углей СССР приведены в табл. 38.

Каменные угли. Основные угольные бассейны Советского Союза, содержащие каменные угли, связаны с угленосными формациями карбона и перми, подчиненное значение имеют угольные бассейны и месторождения юрского и мелового возраста. Каменные угли в отложениях палеоген-неогенового возраста известны лишь в районах Северо-Востока СССР и на о. Сахалин. Проявление регионального метаморфизма углей, заключенных в мощных угленосных формациях основных угольных бассейнов СССР: Донецкого, Печорского, Кузнецкого, Карагайдинского, Таймырского, Ленского, Зырянского, Южно-Якутского — отразилось в широком диапазоне марочного состава от длиннопламенных до тощих с горизонтальной и вертикальной зональностью пространственного размещения углей различных марок.

В некоторых бассейнах (Тунгусском, Партизанском) марочный состав углей разнообразен вследствие широкого проявления термального и контактового метаморфизма. В то же время в ряде угольных бассейнов угли подверглись только начальным стадиям метаморфизма и марочный состав ограничивается длиннопламенными и газовыми углями (Минусинский, Иркутский, Бурейнский), реже жирными (Львовско-Волынский, Кизеловский), коксово-жирными (Улугхемский) углями. Изолированные месторождения каменных углей, как правило, сложены углями какой-либо одной марки, наиболее часто марки Г. Основные показатели качества каменных углей различных бассейнов и месторождений Советского Союза приведены в табл. 39.

Длиннопламенные угли (Д). Марка Д объединяет угли I каменноугольной стадии, обладающие удельным количеством теплоты сгорания влажного беззольного топлива выше 5700 ккал/кг (с выходом летучих веществ выше 35—37%) и порошкообразным или слабо спекшимся коксовым остатком. Длиннопламенные угли развиты в Донецком, Печорском, Кузнецком, Минусинском, Иркутском, Ленском, Тунгусском бассейнах, изолированных месторождениях Средней Азии, Приморья, Сахалина и Северо-Востока СССР. В Донецком бассейне длиннопламенные угли среднекарбонного возраста распространены в юго-западной (Красноармейский район), северо-западной (Лисичанский) и северо-восточной (Каменско-Гундоровский) окраинных частях. В северных районах Донбасса (Старобельский, Миллеровский) распространены угли, переходные от длиннопламенных к бурым (марка БД по классификации ДонУГИ).

В нижнекарбонных отложениях Западного Донбасса к марке Д относятся угли Новомосковского района, характеризующиеся предель-

Качество бурых углей (%) основных месторождений СССР (Угли СССР, 1975 г.
Т. А. Зикеев, 1968 г.; И. И. Матвеева, 1972 г.)

Бассейны, районы, угленосные площади, месторождения	W ^P	A ^P	V ^r	S ^c _{об}	C ^r	H ^r	O ^r	N ^r	Q ^r _б , ккал/кг	Q ^r _н , ккал/кг
<i>Технологическая группа Б1</i>										
Закарпатская										
Ильницкое	43	30	60	0,4	64	5,9	28	0,9	6200	2070
Затиснянское	51	34	60	1,1	64	5,0	—	—	6150	1580
Днепровский	54	30	58	4,0	68	5,8	20	0,9	6650	1690
Днепровско-Донецкая впадина										
Новодмитровское:										
малозольные	56	18	60	3,3	69	6,0	—	—	6580	2400
многозольные	40	40	60	2,3	64	5,8	—	—	5920	1820
Южно-Уральский										
Бабаевское	57	16	65	1,3	70	6,6	22	0,6	7050	2090
Тюльганское	53	27	64	1,3	66	6,7	—	—	6674	1450
Канско-Ачинский										
Итатское	40	12	48	0,7	70	4,9	24	0,7	6550	3060
Боготольское	44	12	48	0,9	70	4,9	24	0,7	6550	2820
Забайкалье										
Харанорское	40	14	44	0,5	72	4,6	22	1,0	6600	2980
Дальний Восток и При- морье										
Бикинское	41	31	56	0,7	65	5,5	26	1,8	6140	2120
Сергеевское:										
палеогеновые	51	19	60	0,4	66	5,7	27	0,7	6431	—
меловые	41	18	46	0,3	70	4,5	25	1,1	6480	—
Свободное	53	18	60	0,3	—	—	—	—	6440	2000
Чихезское	41	15	58	80,3	68	5,7	25	0,8	6650	2920
Реттиховское	43	26	59	0,8	68	5,8	24	0,8	6500	2340
Север и Северо-Восток СССР										
Согинское	41	5	49	0,3	71	4,8	—	—	6680	3340
Эльгенское	45	31	56	0,4	66	5,5	—	—	6350	—
<i>Технологическая группа Б2</i>										
Подмосковный	32,5	34	47	4,0	67	5,2	20	1,3	6700	2600
Восточный Урал										
Волчанское	22	38	49	0,3	66	5,2	28	0,8	6100	2670
Богословское	24	37	47	—	—	—	—	—	6150	2660
Тургайский										
Кушмурунское	35	20	50	2,5	72	5,3	—	—	7000	3230
Орловское	34	16	45	1,1	71	4,8	—	—	6725	3137
Канско-Ачинский										
Ирша-Бородинское	33	9	48	0,3	72	5,0	22	1,0	6750	3740
Назаровское	39	12	48	0,7	70	4,8	24	0,8	6520	3110
Барандатское	37	7	48	0,3	72	4,9	23	0,7	6700	3540

Продолжение табл. 38

Бассейны, районы, угленосные площади, месторождения	W ^P	A ^P	V ^P	S ^c _{об}	C ^r	H ^r	O ^r	N ^r	Q ^r _б , ккал/кг	Q ^r _н , ккал/кг
Березовское	33	7	48	0,3	71	4,9	23	0,7	6600	3740
Абанское	34	12	48	0,5	71	4,9	22	1,0	6650	3520
Забайкалье										
Черновское	34	12	44	0,7	75	5,0	18	1,2	7150	3830
Татауровское	33	15	45	0,3	73	4,9	20	1,2	6880	3560
Тарбагатайское	33	14	45	2,9	78	5,6	11	1,7	7850	4100
Ленский										
Кангаласское	32	15	46	0,2	71	5,1	22	1,0	6670	3470
Дальний Восток										
Кивда-Райчихинское	37	11	44	0,5	71	4,3	23	1,1	6400	3210
Бикинское	37	35	56	0,5	65	5,5	26	1,8	6150	2160
Шкотовское	35	18	56	0,4	71	5,7	21	1,5	6780	3250
Средняя Азия										
Ангренское	34	20	34	2,0	76	3,8	17	0,4	7000	3320
<i>Технологическая группа</i>										
<i>БЗ</i>										
Прикарпатье										
Коломыйское	20	24	51	1,9	70	5,6	20	1,0	6950	3680
Закавказье										
Ахалцихское	21	41	39	1,5	67	5,7	23	1,4	6400	2690
Донецкий										
Петриковский р-н	30	21	44	2,3	73	5,1	19	—	7180	—
Печорский										
Верхне-Роговское	19	26	36	1,6	70	4,3	—	—	6780	3740
Челябинский	19	37	45	1,3	68	5,4	22	1,7	6600	3070
Кузнецкий										
Шелканский уч.	21	14	45	0,9	71	5,1	—	—	7060	4490
Канско-Ачинский										
Балахтинское	22	13	45	0,5	76	5,1	—	18,8	7200	4440
Иркутский										
Азейское	25	15	46	0,5	74	5,3	19	1,4	7200	4240
Карандайское (запад- ная зона)	18	12	48	1,4	75	5,3	—	18,2	7490	—
Мугунское	22	19	49	1,2	74	5,8	18	1,5	7190	4200
Забайкалье										
Гусиноозерское	24	17	45	3,0	73	5,3	19	1,1	7750	3910
Артемовское	23	27	50	0,4	72	5,7	21	1,4	6780	3480
Дальний Восток										
Хасанское	19	25	48	0,4	—	—	—	—	—	—
Тавричанское	13	27	48	0,5	73	5,8	18	2,2	7130	4230
Северо-Восток	19	23	48	0,4	—	—	—	—	7160	4150
Анадырское	20	16	40	0,8	74	6,0	18	1,1	7100	4440
о. Сахалин										
Вахрушевское	19	15	46	0,3	73	5,5	20	1,4	7000	4480
Горнозаводское	23	16	50	0,4	71	5,8	22	1,2	7000	4180
Макаровское	19	16	49	0,3	72	6,0	20	1,4	7100	4460
Средняя Азия										
Алмалыкское	24	25	43	0,8	72	5,2	20	0,9	6350	3390
Сулюктинское	22	16	36	0,8	78	4,0	17	0,7	6720	4100
Кызылджинское	26	17	37	1,4	77	4,1	16	0,8	6090	3450
Шурабское	27	14	32	0,7	74	4,6	19	0,9	6820	3980
Казахстан										
Шоптыкольское	21	14	42	0,6	73	5,0	21	—	6990	4440
Ленгерское	27	14	42	1,2	76	4,3	16	0,6	7200	4230

Качество каменных углей (%) основных месторождений СССР
(Угли СССР, 1975 г.; Т. А. Зикеев, 1968 г.; И. И. Матвеева, 1972 г.)

Бассейны, районы, угленосные площади, месторождения	W ^P	A ^c	V ^r	S ^c _{об}	C ^r	H ^r	O ^r	N ^r	Q ^r _б ккал/кг	Q ^r _н ккал/кг	У ₁ мм
<i>Длиннопламенные (Д)</i>											
Донецкий	14	20	42	3,1	76	5,5	13,1	1,6	7670	4910	—
Нижний карбон	21	10	44	1,9	74	5,2	—	—	7400	4600	—
Печорский Интинское	10	28	40	3,0	75	5,0	13,8	2,0	7370	4460	—
Кавказ											
Ткибули-Шаорское	12	38	46	2,2	72	6,0	17,7	1,0	7080	3560	—
Кузнецкий	10	10	42	0,3	78	5,5	13,4	2,3	7700	5930	—
Минусинский											
Черногорское	14	14	40	0,6	80	5,3	11,8	2,2	7770	5470	—
Изыхское	17	21	44	0,5	77	5,2	15,1	2,0	7390	4540	—
Иркутский											
Черемховское	11	25	48	1,2	78	5,6	13,7	1,1	7700	4840	—
Забитуйское	8	20	50	4,5	76	5,9	10,8	1,7	7850	5390	—
Карандайское	12	15	50	5,5	74	5,6	16,0	—	7500	—	—
Ленский											
Джебарик-Хайское	9	12	42	0,3	78	5,4	16,1	0,7	7500	5890	—
Сангарское	6	14	50	0,3	80	6,1	12,5	1,1	8000	5790	—
Тунгусский											
Котуйское	8	7	40	0,4	78	5,5	15,0	1,4	7500	6100	—
Эрозионное	9	14	32	0,4	78	5,2	14,1	1,2	7500	5580	—
Север и Северо-Восток СССР											
Нижне-Аркагалинское	14	10	40	0,4	80	5,5	13,3	1,3	7700	5630	—
Верхне-Аркагалинское	19	16	43	0,2	74	5,0	20,2	1,1	6950	4420	—
Анадырское	18	15	49	0,2	75	6,0	18,0	1,1	7370	4820	—
Раздольненский											
Липовецкое	5	26	49	0,4	77	6,0	15,7	0,8	7950	5320	—
о. Сахалин											
Александровское	8	14	43	0,8	—	—	—	—	7400	5530	—
Южно-Сахалинское	9	22	47	0,5	78	6,1	14,5	1,3	7730	5150	—
Средняя Азия											
Кок-Янтакское	10	17	33	0,5	82	4,9	11,6	1,0	7280	5190	—
Ташкумирское	14	21	42	1,5	76	5,1	16,3	1,2	6870	4360	—
Джержаланское	10	11	39	1,0	79	0,5	13,9	0,9	7480	6010	—
<i>Газовые (Г)</i>											
Львовско-Волынский	6	22	39	3,3	80	5,2	10,3	1,3	8060	5570	7
Донецкий	9	16	39	2,7	81	5,4	7,7	1,5	8170	5890	—
Нижний карбон	—	10	42	2,2	79	5,3	—	—	8000	—	—
Кавказ											
Хумаринское	6	16	41	0,6	82	5,7	13,1	—	7950	5560	6
Ткибули-Шаорское	14	24	42	1,0	80	5,6	11,5	1,5	7610	4650	6—10
Кизеловский (Г6)	5	29	44	5,2	77	5,7	7,1	1,3	7820	4850	8—21
Печорский											
Воргашорское	6	15	40	2,8	81	4,9	—	—	8030	6070	9
Восточный Урал											
Буланашское (Г6)	8	23	40	1,0	78	5,6	13,0	1,6	7700	5130	0—11
Кузнецкий	8	11	40	0,4	82	5,8	8,9	2,2	8100	6330	10—17
Канско-Ачинский											
Саяно-Партизанское	6	10	45	1,1	80	6,0	13,0	—	8035	6220	11
Минусинский											
Аскизское	9	11	41	0,6	80	6,0	11,2	11,6	8000	6140	9
Черемховское	11	15	46	1,2	78	5,9	—	15,2	7885	5600	8

Продолжение табл. 39

Бассейны, районы, угленосные площади, месторождения	W ^p	A ^c	V ^r	S ^c об	C ^r	H ^r	O ^r	N ^r	Q ^r _б , ккал/кг	Q ^r _н , ккал/кг	У, мм
Иркутский Новометелкинское	—	10	49	4,9	77	5,4	13,0	—	—	—	19
Забайкалье Букачачинское	8	10	42	0,6	82	5,7	10,6	1,0	7900	6150	—
Улугхемский Каахемское	11	15	46	0,2	82	6,0	8,9	—	7300	5880	20
Северо-Восток Бухты Угольной	12	17	44	3,0	81	5,9	8,0	1,5	8250	5650	—
Бурейнский Ургальское	6	32	42	0,4	80	5,9	12,5	1,0	8000	4830	—
Партизанский	6	28	36	0,5	82	5,3	10,4	1,3	8050	5200	—
о. Сахалин	10	14	42	0,4	—	—	—	—	8130	6020	—
Мгачинское	6	12	49	0,3	80	6,2	11,5	2,0	8050	6260	—
Углерогское	10	11	42	0,5	82	6,1	9,4	1,8	8270	6320	12
Бошняковское	11	8	46	0,4	81	6,2	10,9	1,5	8200	6320	—
Лесогорское	9	17	38	0,5	84	6,0	7,8	2,1	8350	5990	15
Шахтерское	8	15	41	0,4	84	6,1	9,9	—	8400	6250	13
Средняя Азия Каргаша	10	11	39	0,7	83	5,9	—	—	8400	—	16
<i>Хорошо спекающиеся (ГЖ, Ж, КЖ, К, К₂, ОС)</i>											
Львовско-Волинский (Ж)	6	21	21	3,3	83	5,7	6,0	1,1	8500	5350	—
Донецкий (ГЖ)	8	9	35	2,4	—	—	—	—	8440	—	—
(Ж)	7	16	31	2,7	84	5,2	5,0	1,5	8480	6270	—
(К)	8	15	22	2,4	87	4,8	3,3	1,5	8580	6440	—
(ОС)	6	17	18	2,5	88	4,5	2,6	1,5	8500	6280	—
Кавказ Ткварчельское (Ж)	12	27	36	1,1	86	5,8	6,0	1,7	7880	4740	28—30
Печорский Воркутское (Ж)	6	17	32	0,7	84	5,3	7,7	1,8	8320	6190	13—20
Воргашорское (Ж)	7	20	34	0,6	82	5,3	9,8	2,2	8100	5790	—
Хальмерьюское (К)	6	22	24	0,7	87	5,2	4,9	1,8	8560	5940	21
Кизеловский (Ж13)	5	25	42	5,3	78	5,5	6,3	1,3	8280	5550	—
(ГЖ)	7	10	37	0,3	85	5,3	—	—	8300	—	10—21
Кузнецкий (Ж)	7	11	35	0,6	86	5,6	5,7	2,4	8460	7070	18—31
(КЖ)	7	10	24	0,4	—	—	—	—	8420	6760	14—18
(К)	7	12	23	0,4	87	5,1	4,7	2,0	8510	6730	9—15
(К ₂)	6	12	21	0,4	90	4,3	2,5	2,0	8500	6810	7—12
(ОС)	6	12	15	0,5	90	4,2	2,9	2,0	8530	6810	8—11
Улугхемский Элегестское (Ж)	7	9	35	0,6	88	5,7	4,6	1,0	8750	7070	—
Зырянский Буор-Кемюское (Ж)	8	12	33	0,3	86	5,4	7,6	1,2	8400	6510	—
Эрозинное (Ж)	8	13	32	0,3	86	5,6	—	—	8460	—	19
о. Сахалин Дуйское (Ж)	5	13	34	0,5	78	5,9	5,4	1,7	8650	6830	—
Партизанский (Ж6)	6	21	31	0,5	84	5,1	8,6	1,2	8350	5870	—
(Ж13)	4	17	30	0,5	86	5,2	7,3	1,4	8300	6380	—
Южно-Якутский Нерюнгринское (К)	7	20	23	0,8	91	4,9	2,6	1,1	8700	—	8—15
Чульмаканское (Ж)	7	25	36	0,3	85	5,3	7,3	1,4	8400	—	—

Продолжение табл. 39

Бассейны, районы, угленосные площади, месторождения	W ^P	A ^C	V ^r	S ^C _{об}	C ^r	H ^r	O ^r	N ^r	Q ^r _б , ккал/кг	Q ^r _н , ккал/кг	У, мм
Карагандинский											
(КЖ)	8	26	30	1,0	86	5,2	6,5	1,3	8350	5460	—
(К)	7	25	27	0,7	86	5,2	6,9	1,3	8260	5520	12—15
(К ₂)	7	33	28	0,7	86	5,2	6,9	1,3	8150	4840	—
(ОС)	6	30	21	1,2	91	5,0	—	—	8300	5230	До 7
Казахстан											
Куучекинское (К ₂) . .	6	41	28	0,8	82	5,0	10,8	1,4	8200	4340	—
(Ж)	—	11	30	0,7	87	5,4	—	—	8390	—	12—16
(К)	—	12	23	0,9	87	5,5	—	—	8540	—	12—19
(ОС)	—	14	18	0,8	91	4,6	—	—	8620	—	—
Средняя Азия, Узгенский											
Фан-Ягнобское (ГЖ)	9	17	31	2,2	84	5,2	—	—	7800	5850	16
Туюкское (Ж)	10	7	28	0,7	87	5,5	—	—	8400	5550	14
<i>Слабо спекающиеся (СС)</i>											
Кузнецкий											
(1СС)	7	14	30	0,5	84	5,1	8,3	2,0	8200	6280	—
(2СС)	6	12	21	0,5	87	4,7	5,3	2,1	8400	6680	—
Южно-Якутский											
Нерюнгринское	9	13	22	0,5	85	4,3	9,6	0,9	8500	6370	—
Тунгусский											
Норильское	4	28	24	0,5	86	4,8	6,9	1,7	8150	5410	—
Казахстан											
Экибастузское	8	39	31	0,9	79	5,3	12,4	1,5	7770	4120	—
Куучекинское	7	38	27	0,7	82	5,0	10,0	1,4	7900	4370	—
<i>Тоще (Т)</i>											
Донецкий	4	18	12	2,6	89	4,2	2,1	1,5	8480	6260	—
Кузнецкий	6	13	12	0,4	90	4,1	3,8	2,0	8420	6660	—
Партизанский	5	18	18	0,5	90	4,0	4,7	1,1	8350	6260	—
Приморье											
Подгородненское	4	38	15	0,3	88	4,6	6,6	0,6	8150	4630	—
Средняя Азия											
Кара-Тюбе	—	9	11	0,8	91	3,7	—	—	—	—	—

но допустимыми для каменных углей показателями. Отражательная способность ($R^0 0,5$) указывает на пограничное положение этих углей между БЗ и Д. Угли смежного на западе Петриковского района (C^3_1) имеют еще более близкие к бурым углям показатели, чем новомосковские, и по существующей маркировке больше соответствуют марке БЗ. Старобельские, новомосковские и петриковские угли названы здесь в качестве примеров существования значительных по запасам районов и месторождений с углями промежуточных свойств между каменными и бурыми.

В Кузнецком бассейне к длиннопламенным относятся угли верхних горизонтов ерунаковской подсерии Ленинского района (пласты Журинский, Полысаевские). Угли этой марки известны в Салтымаковском, Плотниковском и Ерунаковском районах. В Минусинском бассейне длиннопламенные угли развиты на крупных месторождениях: Черногорском и Изыхском; в Иркутском — в восточной части крупного Каранцайского месторождения. Угли этой марки содержатся на месторождениях Кок-Янгакском, Ташкумырском в Средней Азии, Сангар-

ском (Ленский бассейн), Аркагалинском (Магаданская обл.), Липовецком (Приморье), в Александровском и Долинском районах Сахалина. Слабо изучены длиннопламенные угли Тунгусского бассейна, в котором подсчитаны основные прогнозные запасы углей этой марки. В этом бассейне, по-видимому, значительным распространением пользуются угли с высоким содержанием фузинита, понижающего спекаемость, что приводит к отнесению углей I—II стадии метаморфизма к длиннопламенным.

Длиннопламенные угли большинства освоенных бассейнов и месторождений гумусовые, блестящие и полублестящие. Содержание витринита в них 65—98% — таковы угли среднего карбона Донбасса, ленинской свиты кольчугинской серии Кузбасса, Львовско-Волынского, Канско-Ачинского, Иркутского бассейнов и Сахалина. Меньше распространены длиннопламенные полуматовые и матовые типы с содержанием фузинита от 15 до 35%, среди которых особое место занимают спорово-фюзеновые кларено-дюрены и дюрены нижекарбоновых углей Западного Донбасса и Кизеловского бассейна. Выделяется по преобладающему липтобиолитовому составу липовецкий рабдописсит в Приморье. Липтобиолитовые прослойки содержатся в пластах Ткибули-Шаорского месторождения. Повышено содержание фузинита в некоторых пластах угля Ленинского района Кузбасса (Уропское месторождение — до 38%).

Длиннопламенные угли характеризуются повышенной механической прочностью, что обуславливает при добыче значительный выход крупных классов. Коэффициент размоловоспособности $K_{\text{то}}$ 1,1—1,3. Плотность органической массы 1,15—1,2 г/см³; при $A^e \approx 10\%$ средняя плотность 1,3—1,4 г/см³; насыпная плотность 820—900 кг/м³. Угли марки Д характеризуются влажностью W^p 8—16%. При полукоксовании они дают высокий (до 16%) выход первичной смолы с высоким содержанием фенолов, что позволяет использовать их для полукоксования с получением помимо бездымного топлива полукокса и ряда химических продуктов. Выход бензольного экстракта невелик. Длиннопламенные угли используются преимущественно как энергетическое топливо, в небольшом объеме при производстве кирпича, цемента, извести.

Газовые угли (Г). К газовым относятся угли I—II и II стадий метаморфизма с выходом летучих 33—42%, обладающие спекаемостью (толщина пластического слоя 6—25 мм). Газовые угли распространены очень широко. Основные их запасы сосредоточены в Донецком, Кузнецком, Печорском бассейнах. Угли марки Г развиты также в Львовско-Волынском, Кизеловском, Минусинском, Иркутском, Улугхемском бассейнах, на отдельных месторождениях Кавказа, Урала, Забайкалья, Сахалина, Севера и Северо-Востока СССР. В Донецком бассейне типичные газовые — угли Красноармейского района (свиты S_6^2 ; S_5^2) и Петропавловского района (свита S_3^1) на западе бассейна. Имеются они в Центральном и других районах северо-восточной и юго-западной окраины бассейна: Алмазно-Марьевском, Луганском, Краснодарском, Каменско-Гундоровском, Донецко-Макеевском. В Львовско-Волынском бассейне почти на всех площадях Волынского и Забугского месторождений угли пластов n_7 и n_8 относятся в основном к газовым (Г6).

Петрографический состав газовых углей аналогичен составу длиннопламенных, т. е. преобладают преимущественно блестящие и полублестящие витринитовые угли, в меньшей мере полуматовые и матовые повышенной зольности (например, угли Буреинского бассейна) или спорово-фюзеновые дюрено-кларены и дюрены нижекарбоновых месторождений. Газовые угли используются как энергетическое топливо и технологическое сырье в коксохимической промышленности, для га-

зификации и полукоксования. В составе коксовой шихты (до 20%) в основном используются хорошо спекающиеся витреновые угли II стадии метаморфизма (технологические группы Г11 Донбасса и Г17 Кузбасса). Слабоспекающиеся газовые угли Г6 с пластическим слоем до 10 мм почти не используются в коксовой промышленности даже при благоприятном петрографическом составе, а хороши только как энергетическое топливо.

Газовые жирные угли (ГЖ). К марке ГЖ относятся угли Кузнецкого и Донецкого бассейнов, имеющие промежуточные свойства между газовыми и жирными углями. Широкий интервал по спекаемости и сравнительно высокий выход летучих веществ объясняется непостоянством петрографического состава углей, объединенных этой маркой (относительно пониженной стадией метаморфизма, не достигшего уровня типичных жирных углей). В Кузнецком бассейне угли марки ГЖ кольчугинской серии существенно отличаются от углей балахонской серии: если в первых содержится витринита и семивитринита соответственно около 70—85 и 2—8% (Распадское и Байдаевское месторождения), то вторые содержат эти компоненты в количествах 50—60 и 5—20% (Прокопьевско-Киселевский и Кемеровский районы, пласт Кемеровский). Угли этой марки выделяются в Львовско-Волынском бассейне на Межреченском месторождении. В Иркутском бассейне на Новометелкинском месторождении нижние, наиболее мощные пласты, относящиеся к марке ГЖ, характеризуются высоким выходом летучих веществ (47—59%), высокой сернистостью (до 7,2%) и повышенной спекаемостью (y до 41 мм), что говорит об их восстановленности.

Жирные угли (Ж) — наиболее плавкие спекающиеся угли с выходом летучих веществ 27—37% и с пластическим слоем 6—40 мм и выше. В большинстве месторождений угли марки Ж состоят на 85—95% из витринита. Исключение — нижекарбоновые жирные угли Южного Донбасса и Кизеловского бассейна, в которых содержание витринита понижено в среднем до 60% за счет присутствия около 25% фюзинита и 15% лейптинита. По способности к коксованию различают угли жирные усадочные, относительно менее метаморфизованные, и собственно жирные, более метаморфизованные. В Донецком бассейне жирные угли известны в десяти районах, но около 90% их запасов содержится в Донецко-Макеевском, Центральном и Южно-Донбасском (нижний карбон), Алмазно-Марьевском и Краснодонском районах. Почти повсюду жирные угли залегают совместно с углями других марок.

В Печорском бассейне к марке Ж19 принадлежат угли Воркутского и Усинского, к марке Ж10 — Воргашорского месторождений. Жирными углями представлено Ткварчельское месторождение в Закавказье, в Кизеловском бассейне — шахтные поля 6 и 15 на северном замыкании Главной антиклинали. В Кузнецком бассейне жирные угли содержатся в кольчугинской серии. Наиболее ценные для коксования технологические группы 2Ж26, отвечающие повышенной степени метаморфизма и спекаемости (y до 42 мм), имеются в Осиновском, Байдаевском и Ерунаковском районах. В Ленинском, Беловском, Томь-Усинском районах ими сложены пласты ильинской подсерии — Никитинское, Ивановское, Убинское и Распадское месторождения.

В Улугуновском бассейне жирные угли слагают Эрбекское месторождение, в Южно-Якутском — Чульмаканское, в Карагандинском — Тентекский и Шерубайнуринский районы, в Средней Азии — часть Восточно-Ферганского (Узгенского) бассейна, на Дальнем Востоке — часть Партизанского бассейна, на Сахалине — небольшое Макарьевское

месторождение. Жирные угли Улугхемского бассейна в значительной части характеризуются высокой восстановленностью ($O_r=4,79\%$, $Q_{гб}$ до 8860 ккал/кг, y до 40 мм, выход смолы до 18%). Наиболее высокой восстановленностью обладают жирные и коксовые угли Южно-Якутского бассейна. При выходе летучих веществ $V_r=31-37\%$ и содержания кислорода $O_r 1,7-4,5\%$ они дают пластический слой от 25 до 49 мм и удельное количество теплоты сгорания $Q_{гб}$ до 9100 ккал/кг. Жирные угли в основном используются для коксования, и только продукты их обогащения поступают на энергетику.

Коксовые жирные угли (КЖ). К марке КЖ относятся угли III-IV стадии метаморфизма с выходом летучих веществ 22—33% и y более 6 мм. Угли этой марки выделяются в Кузнецком, Карагандинском, Южно-Якутском и Улугхемском бассейнах. В Кузнецком бассейне угли марки КЖ подразделяются на две технологические группы (КЖ14 и КЖ6). В Южно-Якутском бассейне выделяются две марки (1КЖ и 2КЖ) по выходу летучих веществ, каждая из которых подразделяется на две технологические группы (см. табл. 39). Угли марки КЖ используются для коксования.

Коксовые угли (К). Марка К охватывает спекающиеся угли с выходом летучих веществ от 17 до 27% (в Карагандинском бассейне до 33%) и толщиной пластического слоя от 10 до 25 мм. Столь широкий интервал изменения классификационных показателей объясняется объединением в эту марку углей, несколько различающихся по степени метаморфизма и неодинаковых по петрологическому составу, как правило, с повышенным содержанием фюзинита и семивитринита. Угли с оптимальным сочетанием этих природных свойств имеют способность самостоятельно давать кондиционный кокс, без добавления в шихту жирных или отощенных углей.

Петрографический состав углей марки К различен — от блестящих углей, состоящих на 80—95% из витринита, в Донецком, Печорском (Хальмерьюзское месторождение), Южно-Якутском бассейнах и на Сахалине, до полублестящих с содержанием витринита 45—70%, семивитринита и фюзинита по 20—30%, в Кузнецком и Карагандинском бассейнах. В связи с уменьшением интервалов метаморфизма к области коксовой стадии, мощность горизонтов, включающих пласты коксовых углей, как правило, наиболее ограничена по сравнению с другими марками. В этом же отрицательном направлении действует и ухудшение петрографического состава, что особенно свойственно углям крупных бассейнов и месторождений пермо-карбонového и пермского возрастов. В результате сочетания этих двух факторов (малый интервал метаморфизма и неблагоприятный состав), месторождения углей марки К встречаются реже, а размеры их меньше, чем углей любых других марок.

В Донецком бассейне наиболее крупный и интенсивно разрабатываемый район Донецко-Макеевский, дающий основную в СССР добычу углей марки К. В Печорском бассейне угли марки К содержат Юнгинское и Хальмерьюзское месторождения. В Кузнецком бассейне коксовые угли находятся в пластах балахонской серии Прокопьевско-Киселевского, Кемеровского и Томь-Усинского районов; в Карагандинском бассейне петрографически сходные с кузнецкими высокосольные угли содержатся в пластах карагандинской свиты. В связи с большим дефицитом угли марки К поставляются только для коксования.

Коксовые вторые угли (K_2). К марке K_2 относятся угли со сравнительно узкими пределами по выходу летучих веществ $V_r 17-25\%$ и пониженной толщиной пластического слоя $y 6-11$ мм. Ухудшение спекаемости по сравнению с углями марки К объясняется пониженным

содержанием витринита — 40—55%. В марку K_2 нередко попадают угли широкого диапазона метаморфизма — от III—IV до IV—V. Это оказывается возможным благодаря тому, что усиление (или ослабление) метаморфизма частично компенсируется увеличением (или уменьшением) содержания плавких компонентов.

Угли K_2 выделяются в Кузнецком и Карагандинском бассейнах. В Кузбассе эта марка имеет показатели V^r 17—25%, y 6—7 мм. Она достаточно широко распространена в пластах преимущественно полуматовых и матовых углей балахонской серии Прокопьевско-Киселевского, Кемеровского, Анжерского, Томь-Усинского, Мрасского и Кондомского районов. В Карагандинском бассейне на ряде шахтных полей марка K_2 представлена матовыми углями карагандинской свиты, в том числе в мощном и одном из основных пласте Верхняя Марианна. В связи с объединением в марку K_2 разных по петрографическому составу и стадии метаморфизма углей они существенно различаются по свойствам и поведению в процессе коксования. Лучшие угли марки K_2 используются в качестве присадочных в коксовых шихтах вместе с марками К и Ж.

Отощенно спекающиеся угли (ОС). К марке ОС относятся угли, имеющие V^r 14—27%, y 6—13 мм. Несмотря на близость этих показателей к марке K_2 , угли отличаются от них в лучшую сторону более высоким метаморфизмом и наиболее дефицитны после типичных коксовых углей марки К. По петрографическому составу угли марки ОС аналогичны марке К, они тоже представлены двумя крайними типами: от блестящих донецких, состоящих на 80—95% из витринита, до полублестящих и полуматовых кузнецких и карагандинских с содержанием витринита 45—70%. Однако при сходном петрологическом составе углей К и ОС, спекаемость последних ниже, что связано с их более высокой стадией метаморфизма.

Угли марки ОС имеют довольно ограниченное распространение. В Донецком бассейне угли ОС известны в Краснодарском районе; в Печорском бассейне — на небольшом неосвоенном промышленностью Верхне-Сыръягинском месторождении. Относительно большими запасами углей марки ОС обладает Кузнецкий бассейн, здесь они добываются в Анжерском районе, имеются в Кемеровском, Прокопьевско-Киселевском, Кондомском и Томь-Усинском. В связи с дефицитом угли используются исключительно для коксования.

Слабо спекающиеся угли (СС). В марку СС объединены угли широкого диапазона метаморфизма (от II до IV) с V^r 17—37%, дающие порошкообразный, слипшийся или слабо спекшийся нелетучий остаток, вследствие неблагоприятного петрографического состава, пониженного содержания компонентов группы витринита (содержание витринита 30—40%, семивитринита и фюзинита соответственно 10—30 и 40—60%) и других факторов. В Кузбассе угли марки СС разделены на две группы — 1СС с выходом летучих 25—37% и 2СС, с выходом летучих 17—25%.

К марке СС отнесены угли Экибастузского бассейна и Шаргуньского месторождения Средней Азии. Угли этой марки выделяются также в Кузнецком, Тунгусском и Южно-Якутском бассейнах. Угли марки СС в основном используются в энергетике. Но дюреновые малозольные угли пластов Мощного, Безымянного и Волковского в Кузбассе отличаются высокой прочностью и могут использоваться непосредственно в домнах (марка «доменные» старых классификаций); в малых количествах они вводятся в коксовую шихту.

Тощие угли (Т). Угли марки Т образуются на V и VI стадиях метаморфизма. К ним относятся угли с выходом летучих веществ менее

17% при отсутствии пластического слоя, с порошкообразным или слабо спекающимся коксовым остатком. На Дальнем Востоке к марке Т относят угли с выходом летучих веществ 8—20%. Тощие угли распространены в Донецком, Кузнецком, Партизанском бассейнах, на Подгорненском месторождении Приморья и Кара-Тюбе Средней Азии (см. табл. 39).

В Донецком бассейне угли этой марки характеризуются низкой механической прочностью, пласты часто расштыбованы и при добыче дают много мелочи. В Кузнецком бассейне наряду с расштыбованными (Анжерка) имеются и относительно прочные угли (Араличево, Прокопьевск), связанные с дюреновыми разностями. Тощие угли представляют собой ценное высококалорийное малодымное топливо, слабо спекающиеся разности (ТС) идут в качестве присадки в коксовую шихту.

Антрациты. К антрацитам относятся угли наиболее высоких стадий метаморфизма с весовым выходом летучих веществ менее 8—9%. Дополнительным параметром для разграничения тощих углей и антрацитов служит удельное количество теплоты сгорания $Q_{гб}^r$ 8400 ккал/кг. До недавнего времени низкометаморфизованные антрациты выделялись в марку ПА, отсутствующую в ныне действующих классификациях. Типичные антрациты имеют серовато-черный цвет и отличаются от каменных углей металлическим блеском, плотным сложением, пониженной трещиноватостью и высокой прочностью. Однако в условиях проявления интенсивных тектонических напряжений (Горловский, Донецкий и другие бассейны) антрацит нередко оказывается перетертым до порошкообразного состояния, хотя вмещающие породы такого разрушения не испытали.

В составе органической части антрацитов основная роль принадлежит углероду (94—97%), водорода очень мало (1—2%), кислорода и азота содержится по одному проценту. Различия углей по содержанию углерода, водорода, выходу летучих веществ, теплоте сгорания на высоких стадиях метаморфизма сглаживаются. Довольно резко проявляются различия в физических свойствах. Так, удельное электросопротивление, уменьшаясь с ростом углефикации, изменяется на 5—6 порядков (табл. 40).

Таблица 40

Изменение свойств антрацитов с ростом углефикации
(Угли СССР, 1975 г.; Т. А. Зикеев, 1968 г.; И. И. Матвеева, 1972 г.)

Антрациты	Выход летучих веществ		Плотность органической массы, г/см ³	Логарифм удельного электро-сопротивления lg ρ	Микротвердость Нг, кгс/см ²
	весовой V _г ^r , %	объемный V _{об} ^r , см ³ /г			
Малометаморфизованные (полуантрациты)	8—9	220—330	1,33—1,36	5—6	33—50
Высоких стадий метаморфизма	2—3	40—50	1,65—1,70	0,5—0,6	130—160

Для многих физических свойств антрацитов характерна резко выраженная анизотропия. Выполненное в последние годы большое число исследований показывает, что максимальная отражательная способность витринита находится в пределах 13—18%, а разница между мак-

симальной и минимальной величинами достигает 30% от их значений. Анизотропия свойств определяется прежде всего внутренней структурой органического материала. Исследования последних лет показали, что антрациты обладают довольно высокой степенью кристалличности, регистрируемой рентгенографическим путем или при количественном изучении интенсивности просветления витрена в скрещенных николях. В своем большинстве антрациты сложены микрокомпонентами гумусового ряда и по этому признаку не отличаются от преобладающих типов каменных углей.

В Донбассе благодаря проявлению регионального метаморфизма антрациты развиты на огромной территории, занимающей около половины площади открытой части бассейна. Здесь установлено закономерное увеличение степени углефикации, подчиненное общему направлению роста метаморфизма с запада на восток и с севера к центральной широтной полосе бассейна, происходящее на фоне значительного увеличения мощности угленосных толщ. Среди донецких антрацитов присутствуют как низкометаморфизованные разности (Чистяково-Снежнянский район) с постепенными переходами к каменным углям, так и высокометаморфизованные (главным образом Восточный Донбасс). Градиенты изменения различных свойств, зависящих от метаморфизма, в плоскости пласта очень малы, что обуславливает исключительное постоянство качественной характеристики антрацитов в пределах шахтных полей, а на востоке — в пределах целых районов. Антрациты Горловского бассейна существенно отличаются от антрацитов Донбасса высоким содержанием фюзенизированных компонентов (40—70%) и исключительно низким содержанием серы (менее 1%).

Основные показатели качества антрацитов СССР приведены в табл. 41. Обращает на себя внимание пониженный метаморфизм большинства месторождений (Егоршинского, Кара-Тюбе, Кузбасса, Таймыра, Сахалина, Пай-Хоя). Низкое содержание углерода, высокое водорода и повышенный выход летучих говорят о том, что здесь присутствуют главным образом полуантрациты и угли, переходные к тощим. При этом отмечаются локальные зоны повышенного метаморфизма вплоть до графиченных антрацитов. В Тунгусском бассейне такие участки иногда приобретают промышленное значение для разработки графита. Так, например, два пласта графиченного материала, располагающиеся между пластовыми образованиями траппов, превращены в графит с выходом летучих около 1% и средним содержанием углерода на сухую беззольную массу 99% (Ногинское месторождение). В других случаях вблизи интрузивных тел органическая масса антрацита приобретает чрезвычайно высокую плотность до 1,92—1,93 г/см³ при сравнительно невысоком содержании углерода на горючую массу — 95—97%; выход летучих при этом находится в пределах 4—6%. С дальнейшим приближением к интрузиям антрацит переходит в графит (Курейский графитовый рудник).

Разработка антрацитов производится в основном в Донецком бассейне (99%), в небольшом объеме в Горловском бассейне и на Омсукчанской угленосной площади. Основная масса добываемого антрацита используется как энергетическое топливо. Развивается технологическое их использование для производства термоантрацита (при 1200—1400°С) или термографита (при температурах более 2500°С). Термообработка до указанных температур существенно увеличивает механическую прочность антрацита, благодаря чему возникает возможность использовать его в литейном производстве. Вместе с ростом прочности улучшается электропроводность термоантрацита, использующегося после измельчения в качестве основного наполнителя при изготовлении

Качество антрацитов (%) основных месторождений СССР

Бассейны, районы, угленосные площади, месторождения	Марка	W ^a	W ^D	A ^c	S ^c _{об}	V ^r	V ^r _{об}	C ^r	H ^r	Q ^r _б ккал/кг	Q ^r _н ккал/кг
Донецкий	ПА	1,5	5	17	2,2	8	276	91	3,5	8350	6080
	А	4,0	7	22	1,9	4	121	94	1,8	8070	6140
Горловский	А	4,9	10	12	0,3	4	—	95	2,0	8100	5960
Кузнецкий											
Кийзакское	ПА	2,0	6	13	0,3	5	—	92	3,2	8200	6500
Апанасовское	ПА	1,0	3	12	0,3	5	—	92	3,4	8400	6970
Урал											
Егоршинское	ПА	1,5	4	22	0,5	9	—	89	3,6	8150	5920
Домбаровское	А	—	—	4	0,7	3	—	95	1,6	7998	7427
Брединское	А	3,8	—	13	0,7	4	—	—	—	8034	—
Средняя Азия											
Читты	Т—ПА	1,0	—	6	0,5	8	—	92	3,5	8200	—
Назар-Айлоксское	Т—ПА	4,1	—	8	0,5	8	—	92	3,5	7500	—
Кугитанг	Т—ПА	6,2	10	6	0,8	11	—	93	3,0	8370	—
Тунгусский	Т—А	5,1	—	9	0,4	8	—	92	2,5	7950	—
Таймырский	Т—А	2,8	—	20	1,4	8	—	92	2,5	8120	—
Омсукчанская											
Галимовский	Т—А	1,8	—	24	0,5	7	—	93	2,3	8119	—
Кеновский	Т—А	—	—	5	0,5	7	—	—	—	7682	—
Булурский	Т—А	1,5—4,2	—	10—25	1,0	6—11	—	86—95	3,3	6500—8100	—
Сахалин	ПА	1,2	—	10—17	0,5	7—10	—	90—95	3,8	—	6700

электродов и блоков для электролизеров в алюминиевой промышленности, электросталеплавильном производстве и некоторых других отраслях промышленности. Антрациты используются также для производства карбида кремния и карбида кальция (причем в этой промышленности наметился переход к использованию нефтяных малозольных коксов), микрофонного порошка и т. п. Количество потребляемого для этих целей антрацита очень невелико.

Сапропелиты и липтобиолиты. Сапропелевые угли, выделяемые в самостоятельный генетический тип, не имеют сколько-нибудь широкого распространения и их выделение не предусмотрено промышленными классификациями. В большинстве случаев они образуют небольшие прослои и лишь в редких случаях самостоятельные пласты. А. И. Гинзбург (1962) по соотношению составляющих уголь микрокомпонентов различает: сапропелиты (содержание компонентов группы альгинита Alg 50—100%), включающие богхеды, сапроколлиты; гумито-сапропелиты (Alg 25—50%), включающие кеннель-богхеды, касьянит-богхеды, черемхиты; сапропелито-гумиты (Alg 25%), включающие кеннели и касьянит.

Сапропелитовые угли характеризуются повышенным содержанием водорода в пределах от 6,7 до 11% и пониженным содержанием кислорода. Соответственно с этим, удельное количество теплоты сгорания сапропелитов выше, чем гумусовых углей и достигает 9770 ккал/кг (табл. 42). Сапропелиты, характеризующиеся высокой зольностью (50% и более), рассматриваются как горючие сланцы.

Таблица 42

Качество сапропелитов (%) основных бассейнов и месторождений СССР

Бассейны, месторождения	w^P	A^C	S^C	$V^Г$	$C^Г$	$H^Г$	$Q_{6'}^Г$ ккал/кг	$T^Г$
<i>Богхед</i>								
Подмосковный	3,1	9,2	—	78	78	9,3	8620	56
Кушмурунское	2,3	2,6	2,9	86	86	8,6	8933	63
Оленекское	0,5	3,3	—	93	81	11,0	9773	—
Зырянское	0,4	3,2	—	80	82	9,9	9521	—
<i>Касьянит-богхед</i>								
Подмосковный	8,1	9,2	—	64	75	7,4	7997	37
Донбасс	5,7	11,9	2,8	49	72	7,5	7762	11
<i>Черемхит</i>								
Черемховское	1,8	9,7	0,6	65	79	8,3	8714	—
<i>Кеннели</i>								
Подмосковный	—	22,0	3,6	58	68	6,8	7503	20

Наиболее изучены и широко развиты сапропелиты в Подмосковном бассейне, где они образуют прослои мощностью 0,05—1 м преимущественно в почве угольных пластов. Сапропелевые угли более широко развиты в центральной и восточной частях Южного крыла бассейна и представлены богхедами, полубогхедами, кеннель-богхедами и кеннелями. Сапропелевые угли обладают высокой вязкостью, преимущественно низкозольны (см. табл. 42). В Донецком бассейне сапропелито-гумусовые угли встречаются во всех свитах в виде невыдержанных прослоек мощностью до 0,1 м преимущественно в кровле угольных

пластов. В Печорском бассейне сапропелиты также образуют незначительные прослои. На Воргашорском месторождении сапропелит развит в пласте Мощном на севере участка 7—15 (Геология..., 1965).

В Кузнецком бассейне в пластах тарбаганской серии встречаются прослои сапропелита в виде нормальных богхедов мощностью до 0,3 м. В углях балахонской серии Крапивинского района имеются кеннель-богхеды. В Канско-Ачинском бассейне прослои сапропелитов наиболее развиты на Соболевском месторождении, где в десятиметровом пласте бурого угля содержится пачка сапропелита мощностью до 1,6 м; в Балахтинском районе этого бассейна широко развиты сапропелелевые горючие сланцы.

В северо-восточной части Иркутского бассейна имеется ряд мелких месторождений сапропелитов (Хахарейское, Матаганское и Будаговское). Широко распространены прослои сапропелитов в пластах бурого угля и других месторождений бассейна. В Оленекском районе Ленского бассейна известны исключительно чистые (A^c 4%) сапропелиты (богхеды). На Северном Таймыре на месторождении Цыганское Сердце среди бурых гумусовых углей мелового возраста встречается линза сапропелита мощностью до 3,5 м с прослоями богхедов с высоким выходом смолы. Богхед установлен также в Зырянском бассейне на Краснореченском месторождении.

Липтобиолитовые угли, как и сапропелиты, в основном не имеют самостоятельного значения. Различают кутикуловые, споровые и смоляные липтобиолиты. Кутикуловые липтобиолиты встречаются среди девонских отложений в различных районах СССР. Наиболее известно Барзасское месторождение в Кузбассе. В Подмосковном бассейне кутикуловые липтобиолиты (бумажные угли) встречаются в виде небольших линз в пластах гумусовых углей. Такого же типа угли известны в Змеинском месторождении Кузбасса в нижнебалахонской подсерии. Смоляные липтобиолиты известны на Липовецком месторождении Приморья (рабдописситы), Ткибули-Шаорском месторождении Грузии и в других районах. Сапропелиты и липтобиолиты — ценное сырье для химической промышленности, в небольшом объеме использовались для производства сажи и пластмасс. Сапропелиты Иркутского и Ленского бассейнов используются в качестве хорошего поделочного материала.

Горючие сланцы. Термин «горючие сланцы» в настоящее время применяется в различном значении. В широком его применении горючими сланцами называются высокозольные горючие твердые полезные ископаемые, содержащие органические вещества различного происхождения и различных условий преобразования. Это широкое понятие термина включает углистые, битуминозные, пиробитуминозные и липтобиолитовые сланцы, высокозольные сапропелиты и другие породы с повышенным содержанием органического вещества. Однако в промышленности распространено более узкое значение термина, по которому под горючими сланцами как горючими полезными ископаемыми подразумеваются ископаемые морские и озерные высокозольные сапропелиты, называемые иногда также пиробитумными сланцами, дающие высокий выход битумов при термической обработке и ограниченное количество битумов, экстрагируемых при нормальных температурах.

В зависимости от содержания и характера органического вещества горючие сланцы образуют переходы к рассеянному органическому веществу (породам, содержащим битумы нефтяного ряда); более концентрированному органическому веществу (углям сапропелелевого, гумусово-сапропелелевого и липтобиолитового состава); высокозольным гумусовым образованиям (углистым и липтобиолитовым сланцам). В про-

цессе метаморфизма в результате карбонизации различия между горючими сланцами, битуминозными и углистыми породами сглаживаются и все указанные породы переходят в углеродистые сланцы, обогащенные органическим углеродом, с низким содержанием углеводородов.

Общепринятых параметров, разграничивающих горючие сланцы от битуминозных, углистых пород и других каустобиолитов, в настоящее время нет. В практике оценки геологических запасов СССР границы для выделения горючих сланцев условно устанавливаются: 1) между горючими сланцами и углистыми или битуминозными породами — по предельному удельному количеству теплоты сгорания (Q^c_b) 1200 ккал/кг; 2) между углями и горючими сланцами — по зольности 50%, включая содержание углекислоты карбонатов ($A^c + CO_2$); 3) между горючими и углистыми или высокоуглеродистыми сланцами — по выходу смол (T^r) 10%.

В настоящей главе рассматриваются горючие (пиробитумные) сланцы в указанном выше узком понимании термина и приведенных условных границах показателей качества. В СССР горючие сланцы наиболее изучены в Прибалтийском и Волжском сланцевых бассейнах, где осуществляется их добыча. Кроме того, они выявлены и в различной степени изучены на Болтышском (УССР), Туровском и Любанском (БССР), Кендырликском (Казахстан), Байсунском (Средняя Азия), Барзасском (Кузбасс), Алуюском (Иркутский бассейн) и других месторождениях. Характеристика основных показателей качества сланцев приведена в табл. 43. Приведенные в табл. 43 данные по Прибал-

Таблица 43

Качество горючих сланцев основных месторождений СССР

Бассейны, районы, месторождения	W^p (W^a)	A^c	CO_2^c	$S^c_{об}$	Q^c_b	Q^p_n	Q^r_b	T^c , %
	%				ккал/кг			
Прибалтийский								
Эстонское								
шахты	13,0	49	19	1,6	2850	2210	8900	—
разрез I	12,0	49	22	1,4	2600	1990	8900	—
Ленинградское	11,5	52	18	1,8	2600	2070	8900	—
Волжский								
Кашпирское	17,5	64	11	4,5	1950	1320	7000	—
Общесыртовское* . . .	2,4—7,7	49—78	4—12	2,0—5,0	1100—3200	—	—	—
Дергуновское*	3,8—5,8	61—76	3—17	—	1064—1930	—	—	—
Айювинское II	—	45	12	3,2	3650	—	—	17
Усольское I*	—	40—77	0—9	3,0—5,0	2000—4400	—	—	8—16
Ундорское I—V*	—	50—66	5—11	2,0—4,0	1600—3100	—	—	6—12
Озинковское VI	—	57	8	5,0	2800	—	—	11
Чернозатонское V								
верхний	—	56	8	8,2	2900	—	—	14
нижний	—	32	10	7,4	4700	—	—	25
Новосеменовское III . .	—	50	8	2,7	3120	—	—	19
VII	—	64	9	4,8	2200	—	—	10
IX	—	73	8	9,4	1930	—	—	9
Болтышское	3,20	65	3	1,3	2400	—	7365	13
Белоруссия								
Туровское	—	73	—	2,7	1460	—	—	8
Любанское	—	72	—	2,1	1610	—	—	10
Кендырликское								
пл. Калын-Кара	6,4	68	2	1,5	2380	—	7640	10
пл. Лучший	3,3	58	3	1,3	2820	—	9630	18
средние пласты	1,2	70	3	0,6	2380	—	8400	14

* Пределы изменения средних значений даны по пластам.

тийскому бассейну и Кашпирскому месторождению характеризуют качество товарного сланца, по остальным месторождениям — данные разведки.

Горючая масса сланцев характеризуется C^r 58—77%; H^r 7,5—9,5%; N^r 0,3—1,9%; O^r 10—18%; V^r 70—90%. Прибалтийские горючие сланцы используются в энергетике, для полукоксования и газификации. На базе сланцевой смолы выпускается несколько десятков видов продукции (комбинаты «Кивиыли» и «Кохтла-Ярве»), такие как автомобильный бензин, сланцевый лак «Кукерсоль», сланцевый карболинеум, дубитель, клеевая смола ДФК-8 и др. Горючие сланцы Волжского бассейна разрабатываются только на Кашпирском месторождении, в энергетических и технологических целях. На базе их перегонки получается ряд специфических химических продуктов, например ихтиол.

РЕДКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ И ЦВЕТНЫЕ МЕТАЛЛЫ В УГЛЯХ

С угленосными формациями часто парагенетически связаны повышенные концентрации ряда редких элементов и цветных металлов, которые выделяют под условным названием «малых» элементов и изучают как ценные компоненты или вредные примеси, а также в геохимическом или генетическом аспектах. В углях СССР установлено присутствие более 50 «малых» элементов, однако в пределах чувствительности массовых спектральных анализов устойчиво выявляемые концентрации образуют только 12—16 элементов (табл. 44).

Кроме указанных в табл. 44 фоновых содержаний элементов, характерных для углей большинства месторождений, в отдельных месторождениях обнаружены локальные высокие концентрации германия, урана, свинца, цинка, молибдена, бериллия, вольфрама, а также обычно не выявляемые при массовом спектральном анализе повышенные локальные содержания золота (Средняя Азия, Казахстан), ртути (Донбасс), серебра (Западная Сибирь), селена (Средняя Азия). По большинству бассейнов ниже предела чувствительности массовых спектральных анализов содержания индия, кадмия, таллия, тантала, гафния, висмута. Не определяются при массовом опробовании с достаточной чувствительностью и поэтому плохо изучены концентрации селена, ртути, бора, цезия, рения. Оценка фоновых и поиски локальных высоких концентраций указанных выше элементов — задача будущих исследований.

Большинство исследователей считают, что концентрация малых элементов в углях происходила главным образом на стадии торфообразования и раннего диагенеза за счет их сорбции из вод органикой, обладающей повышенной поверхностной активностью. Некоторое количество малых элементов привносится в торфяник с терригенным материалом, концентрируется растениями-торфообразователями и, наконец, привносится подземными водами после образования угля. Указанное справедливо по отношению к сравнительно невысоким фоновым концентрациям. В последние годы накапливается все больше фактов, свидетельствующих об эпигенетическом происхождении высоких концентраций и их связи преимущественно с восстановлением пластовых вод и гидротермальной деятельностью.

Малые элементы в углях в зависимости от их геохимических особенностей, типов углей и стадий метаморфизма могут входить в состав органической части или минеральных компонентов углей. В первом случае, они могут находиться в сорбированном состоянии, в виде солей органических кислот или входить в состав комплексных соединений. Во втором — в виде обменных катионов, изоморфных примесей, реже

Средние содержания цветных металлов и редких элементов в углях и горючих сланцах СССР
(г/т сухого угля)

Бассейны, районы, месторождения	Ge	Ti	V	Cr	Ni	Co	Y	La	Zr	Mo	Sn	Pb	Zn	Cu	Nb	Mn
Земная кора, в том числе:	1,5	5700	135	100	75	25	33	30	165	1,5	2,0	12,5	70	55	20	950
песчаники	8,0	1500	20	35	2	0,3	40	30	220	0,2	x·0,1	7	16	x	x·0,01	x·10
карбонатные породы	0,2	400	20	11	20	0,1	30	x	19	0,4	x·0,1	9	20	4	0,3	1100
глинистые сланцы	1,6	4600	130	90	68	19	26	92	160	2,6	6,0	20	95	45	11,0	850
<i>Европейская часть СССР</i>																
Львовско-Волынский (Д, Г)	5,0	779	25	8	9	6	1	—	15	7,5	11,0	Следы	1	24	Следы	59
Донецкий (БЗ—А)	3,0	500	30	15	20	7	5	[0,11]	15	3,0	1,5	10	30	10	[0,04]	—
Днепровский (Б1)	0,7	1485	27	76	10	5	4	0,8	150	2,9	0,9	—	Следы	5,5	1,0	45
Подмосковный (Б2)	1,4	1354	27	9	21	5	18	6,3	116	2,1	2,3	27	170	9,5	2,3	29
Печорский (БЗ—Ж)	1,0	915	28	16	17	6	5	5,4	28	2,1	0,7	5	16	5,6	0,4	64
Закавказье (БЗ—Г)	1,5	1229	92	7	8	6	5	—	42	2,3	Следы	9	87	28,8	Следы	60
<i>Урал</i>																
Кизеловский (Д—К)	2,0	1477	23	12	16	9	11	—	107	1,9	0,6	11	285	33,9	—	14
Челябинский (БЗ)	0,1	1561	55	26	16	5	5	—	34	2,6	0,3	4	48	15,3	0,1	237
Южно-Уральский (Б1)	0,7	704	18	40	7	1	1	—	30	0,7	1,6	2	5	2,4	1,8	32
<i>Казахстан</i>																
Карагандинский (камен.)	0,2	1247	26	3	3	2	4	—	26	1,8	0,1	4	37	17,0	—	63
Экибастузский (СС)	0,0	3630	48	Следы	11	2	22	—	85	3,3	Следы	14	181	21,8	—	435
<i>Сибирь</i>																
Кузнецкий (камен.)	0,3	372	8	2	6	3	3	1,8	25	1,0	0,7	5	13	2,4	0,8	—
Миусинский (Д—Г)	4,7	606	14	6	20	6	3	1,7	58	1,7	0,3	3	23	5,0	0,2	100
Канско-Ачинский (Б2)	0,1	118	2	1	3	1	1	Следы	6	0,4	0,9	1	15	1,1	Следы	140
Иркутский (Д—Г)	3,0	298	6	1	6	2	6	0,2	36	1,3	6,1	6	33	3,9	„	42
Забайкалье (Б2)	0,9	600	10	5	7	2	4	1,8	28	5,6	2,0	5	22	6,2	0,3	200
<i>Северо-Восток</i>																
Южно-Якутский (Г—Ж)	0,6	554	14	2	4	2	2	5,2	104	2,5	0,1	20	19	4,7	5,8	277
Партизанский (Г—Т)	1,1	912	23	7	7	3	3	3,2	36	1,1	0,9	10	63	3,9	Следы	—
Угловский (БЗ)	0,6	532	28	6	6	4	5	—	35	0,9	0,1	10	5	3,1	„	39
о. Сахалин (Б—камен.)	0,1	333	10	3	4	1	2	—	12	0,2	0,9	2	30	2,9	—	—
Средняя Азия (Б2—Б3)	1,0	706	27	10	14	4	6	3,7	32	3,7	1,4	16	71	9,7	0,7	92
<i>Всего СССР</i>																
товарная продукция	0,8	1600	17	18	5	2	4	2	70	2,0	1,2	10	50	11	1,5	155
по Ф. Я. Сапрыкину (1975 г.)	3,6	1760	—	—	31	10	5	4,0	71	3,0	4,0	16	50	—	—	—
Прибалтийский (горючие сланцы)	1,2	900	30	[23]	6	Следы	8	[50,0]	30	12,5	—	8	[100]	[6]	Следы	—
Волжский „ „	1,9	3400	110	40	45	„	5,8	[46,0]	55	60,0	—	Следы	Следы	10	„	—
Болтышское „ „	1,0	500	10	10	10	„	30	—	80	2,0	—	—	100	8	—	200

Примечания. Следы — содержания ниже предела чувствительности анализов; () — содержания по единичным пробам и отдельным объектам, не характеризующим средний состав; [] — содержания по обогащенным участкам; — — данных нет

образуют собственные минералы. Однако высокие концентрации как в том, так и в другом случае тесно связаны с наличием органики как основного восстановителя и сорбента, обуславливающего концентрацию. Формы связи малых элементов тесно зависят от стадий метаморфизма угля: с увеличением метаморфизма в связи с уменьшением количества активных функциональных групп снижается количество элементов, находящихся в солеобразной форме, и отмечается общее снижение концентрации малых элементов, связанных с органической частью угля. Вследствие этого высоких концентраций в органической части тощих углей и антрацитов в настоящее время не известно.

Характер и устойчивость оруденения предопределяются условиями концентрации малых элементов. Концентрации сингенетического угленакпленению происхождения обычно устойчивы и развиты на достаточно больших площадях протяженностью до нескольких десятков километров. Оруденение часто стратифицировано, колебания содержания в разрезе угленосной толщи значительно превышают колебания по площади распространения угольных пластов. При эпигенетическом происхождении оруденение имеет, как правило, неустойчивый, узколокальный характер, содержания изменяются от фоновых до максимальных на расстоянии нескольких метров с протяженностью обогащенных зон на десятки, реже сотни метров. Оруденение носит зональный характер и часто связано с зонами окисления по выходам тектонических нарушений и т. д.

Такие элементы, как германий, уран, молибден, золото, свинец, цинк, ртуть, вольфрам, при невысоких содержаниях образуют местами высокие концентрации, иногда более чем в 1000 раз превышающие фоновые. Относительно устойчивые низкие концентрации имеют Ba, Sc, Ga, V, Cu, колебания содержаний которых находятся в пределах одного порядка. Устойчиво высокие концентрации с колебаниями в пределах двух порядков характерны для титана, циркония, марганца. Коэффициенты вариации содержаний возрастают с увеличением концентрации, что следует учитывать при оценке выдержанности оруденения при расчетах плотности сети опробования и стабильности состава углей при добыче. В ряде случаев малые элементы в углях образуют парагенетические комплексы. Так, известны комплексы уран — молибден — свинец — цинк — селен; германий — молибден — цинк — свинец; ртуть — мышьяк.

Концентрации малых элементов в углях тесно связаны с общей металлогенной областей угленакпленения и областей сноса терригенного материала в процессе угленакпленения, причем в ряде случаев редкометальное оруденение углей может быть критерием при поисках рудных месторождений. При известных в настоящее время содержаниях рассматривается вопрос об извлечении молибдена, свинца, цинка и некоторых других металлов, однако из угля они пока не извлекаются в силу невысоких содержаний и наличия других видов сырья. Кроме того, имеются предпосылки для поисков в углях и породах угленосных формаций высоких концентраций рения, селена, ртути и других элементов.

Наиболее детально изучен германий — единственный редкий элемент, для которого в СССР угли основной источник. Содержания германия колеблются в пределах 1—2000 г/т сухого угля, однако на подавляющем большинстве месторождений они не превышают 3 г/т угля и лишь отдельные пласты и месторождения имеют содержания 3—15 г/т угля. Содержания свыше 100 г/т известны на локальных участках единичных месторождений. Повышенные содержания германия в углях и углистых породах имеют преимущественно сингенетическое происхождение, он в основном связан с органическим веществом угля

гумусового происхождения. Формирование германиеносных углей и углистых пород связано с ролью продуктов разложения органического вещества растительного происхождения как сорбционных агентов. Основной концентрат германия — гуминовые кислоты (гелифицированное вещество). Содержания в блестящих компонентах угля на порядок выше среднего содержания в угле. Связь германия с органическим веществом угля может быть солеобразной, комплексной и внутриккомплексной, форма нахождения германия зависит от степени метаморфизма угля. Распределение германия в угольных пластах неравномерное как по площади, так и по мощности угольного пласта. Часто наблюдается повышенная концентрация германия в припочвенных и прикровельных частях угольного пласта, в периферических частях месторождений и в маломощных угольных пластах.

Установлено уменьшение германиеносности угля с ростом его метаморфизма. При прочих равных условиях наиболее германиеносны угли низких стадий метаморфизма. Высоких концентраций германия в антрацитах и тоших углях неизвестно. Установлено два типа оруденения: локальное крайне высокое оруденение, обусловленное привнесением германия гидротермами, и относительно низкое, но развитое на больших площадях, обусловленное поступлением германия за счет поверхностного выщелачивания в областях сноса. Отмечается приуроченность месторождений с высокими содержаниями к угленосным формациям, образование которых сопровождалось сингенетичным вулканизмом и термальной деятельностью. Максимальные концентрации характерны для формаций молодых (подвижных) платформ. Так, средние содержания германия в углях бассейнов геосинклинальных типов 1,9 г/т, древних платформ 1,8 г/т, молодых (подвижных) платформ 4,8 г/т сухого угля.

Промышленное извлечение содержащегося в углях германия может осуществляться как попутно при энергетическом использовании или коксовании угля на обычных установках, так и комплексной переработкой обогащенного германием угля по специальным схемам. При энергетическом использовании углей для извлечения используется летучая зола, улавливаемая фильтрами, более обогащенная германием по сравнению с исходными углями. Одновременно с германием из летучих зол может извлекаться галлий, а при достаточно высоких концентрациях — молибден, свинец, цинк. При коксохимическом производстве извлечение германия осуществляется из надсмольных вод и смол.

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О СТРУКТУРНЫХ ФОРМАХ, НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ТЕРМИНОЛОГИИ И КЛАССИФИКАЦИИ

Угольные бассейны и месторождения характеризуются чрезвычайным разнообразием структурных условий залегания угленосных отложений. Отмечено весьма большое количество различных по форме, размерам, величине наклона и степени дислоцированности складок, поднятий, опусканий, моноклиналей, обособленных разрывными нарушениями блоков и т. д. Они встречаются как единично, так и группами в различных сочетаниях.

Угольные пласты заключены среди других литологических слоев угленосных формаций, занимая вполне определенное стратиграфическое положение. Поэтому горно-геологические параметры залегания пласта (простираение, направление и угол падения, величина блоков) определяются главным образом формой и размерами соответствующей структуры угленосной формации. Вместе с тем большая часть каменных углей отличается от вмещающих горных пород меньшим сопротивлением деформациям и большей пластичностью, что способствует образованию в угольных пластах мелких структур — раздувов, пережимов, флексур и других нарушений.

Структурные формы и их разрывы в угленосных отложениях возникают под влиянием главным образом тектонических движений, а также в результате магматической деятельности и гравитационных движений в зонах древнего и современного поверхностного выветривания. При этом особое значение имеют такие воздействия структурообразующих факторов, как соотношение времени их проявления с временем осадконакопления угленосной формации, длительность, кратность (повторяемость), направленность и интенсивность воздействия. Под влиянием различных факторов часто возникают идентичные по морфологии структуры, особенно при небольших их размерах.

Для структурного анализа в целях выбора методики разведки и последующей геолого-промышленной оценки месторождений, представляется необходимым выделять два основных этапа образования структур в угленосных отложениях: конседиментационный, сопровождающий процесс угленакопления, и постседиментационный, проявившийся после отложения осадков. Поскольку эти этапы характеризуют различные формы структур применительно к угленосным формациям, нам представляется более правильным их называть синформационными и постформационными. Перечисленные этапы структурообразования неравнозначны как по своей относительной (для данной угленосной формации) длительности, так и по интенсивности воздействия структурообразующих факторов. Более интенсивен, как правило, этап образования постформационных структур. На этом этапе возрастает вероятность повторного воздействия одних и тех же структурообразую-

щих факторов (например, тектонического в результате повторения фаз тектогенеза).

В обоих этапах структурообразования основная роль принадлежит тектоническим движениям. В конседиментационный период этот процесс протекает почти непрерывно и связан с общим погружением отдельных участков литосферы. Преобладающие структуры связаны с растяжением, с образованием пологих структур и складок облекания. В результате гравитационных сил происходит непрерывное сжатие, пережимы, раздувы. В ряде районов проявляются синформационные магматические проявления, вызывающие структуры растяжения, раздвигания и замещения. Эрозионные процессы вызывают размывы и сносы седиментационного материала. Постседиментационные структурообразования вызваны преимущественно горизонтальными (тангенциальными) тектоническими движениями сжатия с образованием различных форм складок и разрывов. Тектонические движения проявляются кратковременно, но в ряде случаев повторяются многократно и в различных направлениях. Имеет место также образование структур, связанных с магматической деятельностью, гравитационными силами, современными эрозионными процессами и мерзлотными явлениями. Характерные структуры при этих процессах — пережимы, раздутия, оползни, карсты, промонны, вспучивания и др.

Для определения пространственных соотношений одновременных структур применяются понятия унаследованности или наложенности. Унаследованными считаются структуры, более или менее повторяющие формы древних структур. Они возникают при сохранении пространственной ориентировки того же структурообразующего фактора. Очевидно, на постседиментационном этапе могут унаследоваться и структуры предыдущего этапа. Если же направленность структурообразующего фактора существенно изменяется, то образуются наложенные структуры, ориентировка и формы которых не сочетаются с более древними структурами. Структуры, образованные различными факторами (например, эрозионные и тектонические) также, как правило, наложенные.

В общей геотектонике существует два понятия о тектонических структурах. Первое из них, сформулированное М. М. Тетяевым (1934), подразумевает тектоническую структуру как отдельную форму залегания пород, второе — по В. В. Белоусову (1961) — строение того или иного участка земной коры в целом. В настоящем обобщении мы следуем первому определению как общепринятому в угольной геологии, подразделяя тектонические структуры на два класса: пликативные (складчатые) и дизъюнктивные (разрывные). Первые определяют формы залегания пластов, углы их наклона и влияют на количество и концентрацию запасов, в ряде случаев выступая в качестве положительного фактора промышленной оценки месторождения. Вторые нарушают непрерывность складчатых форм, ограничивая площади разработки угольных пластов, что в большинстве случаев осложняет эксплуатацию, особенно при пологом залегании, иногда нацело уничтожая промышленную угленосность. Сочетание структур указанных двух классов можно рассматривать как морфологически особые комбинированные структуры.

При обобщении материалов по генезису, морфологии, размерности пликативных и дизъюнктивных структур, их соотношениям между собой и с магматическими породами, там где последние встречаются, требуется уделить известное внимание вопросам их классификации и терминологии. К сожалению, приходится констатировать недостаточную разработанность специальной тектонической терминологии в применении к угольным месторождениям и отсутствие в ряде случаев

общепринятых понятий. Работающие в бассейнах геологи не одинаково оценивают размерность складок и разрывов, часто вкладывают различные понятия в одни и те же термины (например, линейные и брахискладки, взброс и надвиг и т. д.), что нашло отражение в соответствующих томах монографии. При обобщении материалов по тектонике нами в основном используются классификация и терминология, принятые в общей геотектонике и структурной геологии.

Многообразие морфологии встречающихся тектонических структур и их комбинаций требует уточнения понятий об элементарной, простой, сложной, комбинированной структурах, системах и комплексах структур применительно к угленосным отложениям. В этой связи следует подчеркнуть плодотворность для структурного анализа метода элементаризации, введенного в геотектонику Ю. А. Косыгиным (1964 г.). В качестве элементарных структур угленосных отложений нами приняты простые одиночные структуры одного из генетических классов и морфологических типов, существующие в их первичном виде или выделяемые в сложных и комбинированных структурах. Размерность элементарных структур ограничена их внутрибассейновым характером проявления, т. е. к этому подразделению нами относятся лишь структуры средние и мелкие и в отдельных случаях крупные по приведенной ниже классификации (микротектонические структуры рассматриваются в главе о горно-геологических условиях залегания пластов).

Под простой структурой подразумевается отдельная структура любого морфологического типа и размера, в пределах которой условия залегания пластов (углы наклона, перепады гипсометрических отметок, формы распространения) угля или других пород связаны закономерными геометрическими соотношениями. Сложная структура понимается как единичная структура одного генетического класса, в которой исходная простая тектоническая форма (первого порядка) осложнена структурами того же генетического класса, но меньших размеров (второго, третьего и более высоких порядков). Эти осложняющие структуры могут быть других морфологических типов по сравнению с исходной формой. Сложная пликвативная структура (например, сложная синклиналь) характеризуется наличием осложняющих ее элементы (крылья, замок и т. д.) дополнительных складок меньшего размера.

Сложной дизъюнктивной структурой следует считать такую, которая сопровождается мощной зоной смятия или более мелкими разрывами. Комбинированные — это структуры, состоящие из элементарных структур обоих генетических классов: например, простая или сложная складка, нарушенная дизъюнктивами или, наоборот, дизъюнктив, сопровождаемый складками, чешуями. В этом смысле можно далее выделить простые и сложные комбинированные структуры (рис. 6).

Простые, сложные и комбинированные структуры чаще всего на месторождении, а тем более в бассейне представлены в множественном числе. Неупорядоченные совокупности структур называются группами, а упорядоченные — системами. Вся совокупность наблюдающихся в бассейне классов и типов структур выделяется как комплекс структур. Формирование тектонических структур, характер накопления и мощность осадков, степень постгенетического изменения пород и другие особенности строения угленосной формации зависят от степени подвижности участка земной коры, занимаемого соответствующим бассейном или месторождением. Правильность определения геотектонического положения бассейнов и месторождений, их генетического типа имеет важнейшее значение при исследовании тектонических структур.

В монографии «Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР» при описании типов угленосных бассейнов использовалась в ос-

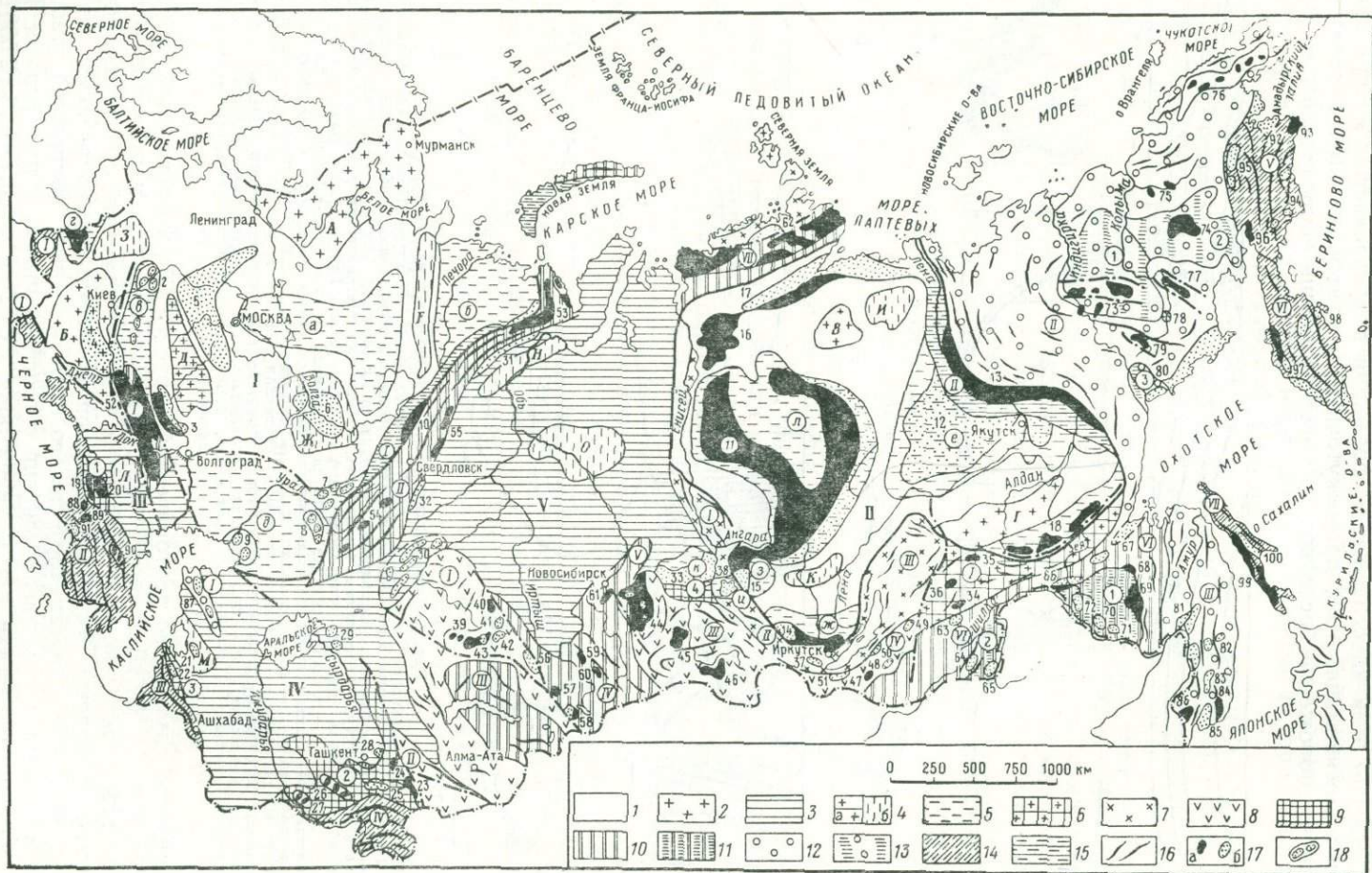


Рис. 7. Карта размещения угленосных формаций СССР. По Н. И. Погребнову (1972).

Основные структурные элементы. 1 — древние платформы: I — Русская, II — Сибирская, 2 — выступы фундамента древних платформ (щиты): А — Балтийский, Б — Украинский, В — Анабарский, Г — Алданский; 3 — молодые платформенные области: III — Скифская, IV — Туранская, V — Западно-Сибирская; 4 — крупные положительные структуры на платформах (а — выступы фундамента, б — поднятия в осадочном чехле): Д — Воронежская антеклиза, Е — Тиманский вал, Ж — Волго-Уральский свод, З — Полюский вал, И — Оленёкская антеклиза, К — Жигаловский вал, Л — Ставропольское поднятие, М — Туаркская антеклиза, Н — Северо-Сосвинское поднятие, О — Васьганское поднятие; 5 — крупные отрицательные структуры на платформах (на карте в кружках): а — Московская синеклиза, б — Печорская синеклиза, в — Днепровско-Донецкая синеклиза, г — Львовская депрессия, д — Северо-Каспийская синеклиза, е — Вилюйская синеклиза, ж — Иркутская впадина, з — Бирюсинская впадина, и — Рыбинская впадина, к — Тегульдская впадина, л — Тунгусская синеклиза; 6 — (I) Становая область карельской складчатости; 7 — области байкальской складчатости: I — Енисейская, II — Восточно-Саянская, III — Прибайкальская; 8 — области каледонской складчатости: I — Центрально-Казахстанская, II — Северо-Тяньшанская, III — Алтай-Саянская, IV — Забайкальская; 9 — постплатформенные орогены (цифры в кружках): I — Северо-Кавказский, 2 — Среднеазиатский, 3 — Копетдагский, 4 — Саяно-Партизанский; 10 — области герцинской складчатости: I — Догецкая, II — Уральская, III — Джунгаро-Балхашская, IV — Иртышско-Зайсанская, V — Томь-Колыванская, VI — Монголо-Охотская (Байкало-Охотская), VII — Таймырская; 11 — внутрискладчатые плиты в герцинидах: I — Буренская, 2 — Аргунская; 12 — области мезозойской складчатости: I — Мангышлакская, II — Верхояно-Чукотская, III — Сихотэ-Алинская; 13 — внутрискладчатые плиты в мезозоидях: I — Колымская, 2 — Омолонская, 3 — Охотская; 14 — области альпийской складчатости: I — Карпатская, II — Крымско-Кавказская, III — Копетдагская, IV — Памирская, V — Корякская, VI — Камчатская, VII — Сахалинская; 15 — предорогеновые прогибы: I — Предуральский, II — Предвосточный; 16 — основные антиклиналы в складчатых областях; 17 — бассейны и месторождения угля: а — каменного, б — бурого; 18 — буроугольные залежи в областях солянокупольной тектоники.

Основные угленосные бассейны, районы, группы и месторождения.

На древних платформах. Русской: 1 — Львовско-Волынский б. (C_{1-2}), 2 — Припятский б. (C_{1-2} , J_1 , N), 3 — Северный Донбасс (C_{2-3}), 4 — Днепровский б. (Pg), 5 — Подмосковский б. (C_1), 6 — Камская пл. (C_1), 7 — Южно-Уральский б. (Pg_3-N_1), 8 — Урало-Каспийский пл. (J_3), 9 — Прикаспийская пл. ($J-Pg$), 10 — Кизеловский б. (C_1), Сибирской: 11 — Тунгусский б. (C_2-P_2), 12 — Вилюйский р-н Ленского б. (J_1-C_2), 13 — Приленский р-н Ленского б. (J_3), 14 — Иркутский б. (J_{1-2}), 15 — Абанский р-н Канско-Ачинского б. (J_{1-3}), 16 — Норильский р-н (C_2-P_2), 17 — Хатангский р-н (P_1-C_2), 18 — Южно-Якутский б. (J_1-C_1). На молодых платформах. Скифской: 19 — Северо-Кавказский б. (C_{2-3}), 20 — Кубано-Малкинский б. (J_{1-2}), Туранской: 21 — Туаркырская гр. (J_{1-2}), 22 — Предкопетдагская гр. (J), 23 — Узгенский б. (T_3-J_2), 24 — Нарынская гр. (J_{1-2}), 25 — Южно-Ферганская гр. (J_{1-2}), 26 — Зеравшанская гр. (J_{1-2}), 27 — Гиссарская гр. (J_{1-2}), 28 — Приташкентская гр. (J_{1-2}), 29 — Приаральская гр. (J_2), 30 — Тургайский б. (T_3-J_3). Западно-Сибирской: 31 — Сосвинский б. (J_2-C_1), 32 — Челябинский б. (T_3-J_1), 33 — Чулымо-Енисейская гр. (J_{1-3}). В складчатых областях, карелидах: 34 — Букачачинское м. (J_2-C_1), 35 — Читкандинское м. (J_{1-3}), 36 — Южно-Каларское м. (J_2-3); байкалидах: 37 — Южно-Прибайкальский р-н (J_2 ; Pg), 38 — Рыбинская гр. (J_{1-2}), каледонидах: 39 — Карагандинский б. (J_3-3), 40 — Экибастузский б. (C_1), 41 — Майкубенский б. (T_3-J_2), 42 — Северо-Сокурский б. (J_{1-2}), 43 — Михайловское м. (J_2), 44 — Кузнецкий б. (C_1-T_1), 45 — Минусинский б. (C_1-P_1), 46 — Улугхемский б. (J_{1-2}), 47 — Чикойская гр. (J_2-C_1), 48 — Хилокская гр. (J_3-C_1), 49 — Читино-Ингодинская гр. (J_3-C_1), 50 — Удинская гр. (J_3-C_1), 51 — Гусиноозерское м. (J_3-C_1); герцинидах: 52 — Складчатый Донбасс (C_{1-3}), 53 — Печорский б. (P_1-T_3), 54 — Домбаровское, Берчогурское и др. м-ния (C_1), 55 — м-ния Восточного Урала (C_1), 56 — Юбилейное м. (J), 57 — Боковское м. (C_{2-3}), 58 — Зайсанская гр. (С- J_1), 59 — Белокаменное м. (C_{2-3}), 60 — Черемошинское м. (C_1), 61 — Горловский б. (P), 62 — Таймырский б. (P_1-T_3), 63 — Арбагарское м. (J_3-C_1), 64 — Харанорское м. (C_1), 65 — Кутинское м. (C_1), 66 — Амуро-Зейский б. (J_2-C_2), 67 — Удская гр. (J_3-C_1), 68 — Огоджинское м. (C_1), 69 — Бурейский б. (C_1), 70 — Благовещенская пл. (Pg), 71 — Кивда-Райчихинское м. (Pg), 72 — Свободное м. (Pg_3-N_1); мезозоидях: 73 — Зырянский б. (C_1), 74 — Омолонский р-н (C_1), 75 — Аноийский р-н (C_1), 76 — Чаун-Чукотский р-н (C_1), 77 — Омсукчанское м. (C_1), 78 — Эльгенская пл. (Pg_3), 79 — Аркагадинская пл. (C_3), 80 — Охотская пл. (N_{1-2}), 81 — Хабаровская пл. (N), 82 — Бикинская гр. (Pg_3-N_1), 83 — Даубихинский р-н (Pg), 84 — Партизанский б. (C_1), 85 — Угловский б. (Pg_{2-3}), 86 — Раздольненский б. (C_1), 87 — м-ния Мангышлак (J_{1-2}); альпидях: 88 — Ткварчельское м. (J_2), 89 — Ткибули-Шаорское м. (J_2), 90 — Дагестанская гр. (J_2), 91 — Ахалцхское м. (Pg_3), 92 — Анадырский р-н (C_2-Pg_3), 93 — Беринговский р-н (C_2-Pg_3), 94 — Олюторский р-н (N), 95 — Марковский р-н (C_2-Pg_3), 96 — Пенжинское м. (Pg), 97 — Западно-Камчатский р-н (C_2-N_1), 98 — Восточно-Камчатский р-н (N), 99 — м-ния Западного Сахалина: Мгачинское, Бошняковское, Углегорское, Лопатинское, Макаровское, Поронайское и др. (Pg_2-N_2), 100 — м-ния Восточного Сахалина (N_{1-2})

складчатых областей (геосинклиналей) различных возрастов. Вместе с тем некоторые основные вопросы теории тектогенеза имеют еще различное толкование авторов о геологической истории ряда регионов СССР. В частности, для структурно-генетических классификаций угольных бассейнов пока не решен однозначно вопрос о месте передовых (краевых) прогибов среди основных структур земной коры.

Приведенные в томах монографии данные о геоструктурном положении основных эксплуатируемых бассейнов и месторождений обобщены в табл. 45, в которой бассейны сгруппированы соответственно этим данным в платформенный, геосинклинальный и промежуточный типы. Одновременно в указанной таблице приводится оценка струк-

Сопоставление представлений о структурно-тектоническом положении основных эксплуатируемых угольных бассейнов и месторождений СССР

Бассейны и месторождения	Геоструктурное положение, принятое в региональных томах монографий	Тип угольных бассейнов по классификациям			Положение бассейнов в геотектонических структурах	
		генетической Г. А. Иванова (1967)	структурно-генетическим		на тектонической карте СССР м-ба 1 : 2 500 000 под ред. Т. Н. Спичарского (1964)	на тектонической карте Евразии м-ба 1 : 5 000 000 под ред. А. Л. Яншина (1966)
			Н. И. Погребнова (1972)	К. В. Миронова (1973)		
<i>Платформенный тип</i>						
Подмосковный	Внутренние прогибы древней Русской платформы (В. А. Котлуков, 1962 г.)	Внутренних устойчивых или подвижных (активизированных) прогибов (по форме синеклиз) древних платформ	Внутриплатформенных синеклиз (интракратонный)	Синеклиз древних платформ	Московская синеклиза за Русской платформы	Московская синеклиза Восточно-Европейской платформы
Днепровский	Тектоно-эрозионные впадины Украинского кристаллического щита (Н. Г. Нестеренко, 1963 г.)	То же	На щитах древних платформ (интракратонный)	Тектонические впадины на щитах древних платформ	Украинский кристаллический щит	Украинский кристаллический щит
Кивда-Райчихинское и Свободное	Платформенный чехол Нижне-Зейской межгорной впадины Амуро-Зейского внутреннего прогиба Бурейнского срединного массива (В. М. Довгалев, 1970 г.)	Не определялся	Внутренних частей плит (интраплитный)	Синеклиз молодых платформ	Наложённая орогенная мезо-кайнозойская впадина на Бурейском срединном массиве с архейско-кембрийским фундаментом	Зейско-Бурейская синеклиза (платформенный чехол эппалеозойской платформы с герцинским складчатым основанием)
Львовско-Волынский	Львовско-Брестская впадина юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы (М. И. Струев, 1963 г.)	" "	Краевых частей древних платформ (перикратонный)	Приплатформенная часть краевого прогиба	Предкарпатский краевой прогиб Русской платформы	Балтийская синеклиза Восточно-Европейской платформы
Канско-Ачинский	Унаследованные впадины юго-западной окраины древней Сибирской платформы, юго-восточной окраины молодой Западно-Сибирской плиты и северной части межгорной Минусинской впадины. Платформенный тип, кроме Присяянской части, относимой к переходному типу (Н. К. Григорьев, 1964 г.)	Внешних активизированных прогибов древних платформ	Абанское м-ние — перикратонный, Чулымо-Енисейская группа — внутриплатформенных прогибов молодых платформ (интраплатформенный)	Унаследованных впадин молодых платформ	Обский мезо-кайнозойский покров апогеосинклинальной впадины Алтае-Саянской складчатой системы. Фундамент — позднеинверсионный третий структурный ярус (С ₁ -Р)	Мезозойские унаследованные впадины среднего и верхнего палеозоя на фундаменте ранней палеозойской складчатости. Канская и Рыбинская впадины Сибирской платформы. Тегульдетская впадина Западно-Сибирской эппалеозойской платформы
Иркутский	Иркутская синеклиза и Присяянский предгорный прогиб Сибирской платформы (С. М. Ткалич, 1964 г.)	То же	Перикратонный	Синеклиз древних платформ — северо-западная часть, предгорных впадин — Новометелкинское м-ние	Юго-Западная окраина Сибирской платформы и предгорные прогибы Алтае-Саянской складчатой системы. Фундамент — второй структурный ярус (от протерозоя до карбона) платформенного покрова. Угленосные отложения — четвертый структурный ярус — (J-Cr)	Иркутский прогиб чехла Сибирской платформы
Тунгусский	Тунгусская и Тасеевская синеклизы, Норильская впадина, Предсаянский краевой прогиб Сибирской платформы (Г. П. Радченко, 1964 г.)	Внутренних и внешних, устойчивых или подвижных прогибов (синеклиз) древних платформ	Интракратонный (центральная часть) и перикратонный (приенисейская часть)	Синеклиз древних платформ	Платформенные структуры третьего яруса чехла	Тунгусская синеклиза, Мурская мульда Сибирской платформы
Южно-Якутский	Унаследованные внутриплатформенные прогибы и прищовный предгорный прогиб Алданского щита на границе с поднятием Станового хребта (И. С. Бредихин, 1970 г.)	Не определялся	Перикратонный	Тектонических впадин на щитах древних платформ	Предгорный прогиб чехла Сибирской платформы (четвертый структурный ярус)	Наложённый Чульманский мезозойский прогиб на Алданском щите перед сводовым поднятием Станового хребта

Бассейны и месторождения	Геоструктурное положение, принятое в региональных томах монографии	Тип угольных бассейнов по классификациям			Положение бассейнов в геотектонических структурах	
		генетической Г. А. Иванова (1967)	структурно-генетическим		на тектонической карте СССР м-ба 1 : 2 500 000 под ред. Т. Н. Спичарского (1964)	на тектонической карте Евразии м-ба 1 : 5 000 000 под ред. А. Л. Яншина (1966)
			Н. И. Погребнова (1972)	К. В. Миронова (1973)		
Ленский	Вилуйская синеклиза, Предверхоанский, Лено-Анабарский и Предтаймырский прогибы Сибирской платформы (А. М. Гусев, 1970 г.)	Вилуйская часть — внутренних и внешних устойчивых или подвижных прогибов древних платформ; Приверхоанская часть — внутренних и передовых (краевых) прогибов	Интракратонный (Вилуйская часть) и перикратонный (Приверхоанский прогиб)	Южная и юго-западная часть бассейнов — приплатформенная часть краевого прогиба	Комплекс структур четвертого и пятого ярусов платформенного покрова Предверхоанского краевого прогиба, Алданского предгорного прогиба, Вилуйской синеклизы Сибирской платформы	Вилуйская синеклиза и Предверхоанский прогиб Сибирской платформы
Южно-Уральский	Предуральская депрессия — южная часть Предуральского краевого прогиба и Рязано-Охлебининский вал Восточно-Европейской платформы (А. Е. Окиншевич, 1967 г.)	Прогибы в солянокупольных структурах молодых платформ	В областях солянокупольной тектоники древних платформ (галократонный)	Наложённых впадин районов соляной тектоники молодых платформ	Предуральский краевой прогиб Русской платформы	Соленосная область Предуральского краевого прогиба платформ
<i>Геосинклинальный тип</i>						
Егоршино-Каменский район	Прогибы центральной зоны Восточно-Уральского синклинория Уральской герцинской геосинклинали (В. Ф. Тарханеев, 1967 г.)	Прогибы центральных зон эвгеосинклипалей	Зон эвгеосинклинального развития (эвскладчатый)	Геосинклинальная группа	Комплекс геосинклинальных структур восточной части Уральской складчатой системы	Верхний структурный ярус восточной части области герцинской складчатости Урала
Партизанский	Партизанский синклинорий Южно-Приморской зоны мезозойской складчатости (Г. В. Кузнецов, 1973 г.)	Не определялся	То же	То же	Комплекс геосинклинальных структур верхнего яруса Сихотэ-Алиньской складчатой системы	Внутренняя впадина области мезозойской Тихоокеанской складчатости (орогенный ярус)
Горловский	Горловская грабен-синклиналь восточной окраины Томь-Кольванской складчатой дуги (А. К. Тарабукин, 1969 г.)	Прогибов центральных зон эвгеосинклипалей	„ „	Не определялся	Четвертый инверсионный геосинклинальный структурный ярус впадины Зайсанской герцинской складчатой системы	Краевой прогиб орогенного структурного яруса Томь-Кольванской герцинской складчатой зоны
Донецкий	Краевой Доно-Днепровский прогиб (В. С. Попов, 1963 г.). Другие точки зрения: Н. С. Шатский (1946 г.) — авлакоген; В. Г. Бондарчук (1956 г.) — тафрогеосинклиналь	Передовых (краевых) прогибов, орогенного этапа развития	Складчатая зона — тип парагеосинклинального развития (параскладчатый); северная часть — перикратонный	Парагеосинклиналей	Парагеосинклинальный комплекс Доно-Мангышлакской складчатой области (D—T), фундамент Скифско-Туранского койлогена	Область герцинской складчатости, верхний структурный ярус
Кузнецкий	Продольный краевой Предсалаирский прогиб (А. А. Белицкий, 1969 г.). Другие точки зрения: Н. С. Шатский (1946 г.) — поперечный прогиб; И. И. Молчанов (1956 г.) — межгорный прогиб	То же	Унаследованных прогибов области каледонской складчатости (унаследованный)	Эпигеосинклинальных унаследованных прогибов на складчатом основании	Третий позднеинверсионный структурный ярус геосинклинального комплекса впадины Алтае-Саянской герцинской складчатой системы	Кузнецкий краевой герцинский прогиб на фундаменте ранней каледонской складчатости, унаследованный в мезозое, как впадина платформенного чехла
Кизеловский	Западный внешний прогиб Уральской геосинклинали (Г. С. Калмыков, 1967 г.)	Внешний прогиб многогеосинклипалей	Перикратонный (активизированный)	Группа эпиплатформенного орогенеза платформенных месторождений	Структуры третьего и четвертого ярусов геосинклинального комплекса Уральской складчатой области	Верхний структурный ярус области герцинской складчатости Урала
Печорский	Печорский прогиб (северная часть Предуральского краевого прогиба платформы) и Печорская синеклиза (Б. Л. Афанасьева, 1965 г.)	Передовых (краевых) прогибов, орогенного этапа развития	Миоскладчатый	Краевых прогибов	В основном краевой прогиб платформы между Уралом, Пай-Хоем и поднятием Чернышева; зона м-ний Хальмерьюского, Юньягинского, Воркутского — геосинклинальные структуры четвертого яруса (P—T ₁) позднеинверсионного развития	Воркутский и Коротанский краевые прогибы области герцинской складчатости; западное поднятия Чернышева — Печорская синеклиза Восточно-Европейской платформы

Бассейны и месторождения	Геоструктурное положение, принятое в региональных томах монографии	Тип угольных бассейнов по классификациям			Положение бассейнов в геотектонических структурах	
		генетической Г. А. Иванова (1967)	структурно-генетическим		на тектонической карте СССР м-ба 1 : 2 500 000 под ред. Т. Н. Спичарского (1964)	на тектонической карте Евразии м-ба 1 : 5 000 000 под ред. А. Л. Яншина (1966)
			Н. И. Погребнова (1972)	К. В. Миронова (1973)		
Карагандинский	Карагандинский синклинорий — фрагмент передового герцинского прогиба Джунгаро-Балхашской геосинклинали на Каледонском основании (И. В. Орлов, 1973 г.)	Передовых (краевых) прогибов орогенного этапа развития	Унаследованных прогибов области каледонской складчатости	Эпигеосинклинальных унаследованных прогибов на складчатом основании	Апогеосинклинальная впадина инверсионного структурного яруса Казахстанской складчатой системы, фундамент — геосинклинальные структуры второго структурного яруса (S—C _{1t}), угленосная толща карбона — структуры третьего (инверсионного) геосинклинального яруса (C _{1v} —P), угленосная юра — структурный ярус орогенного этапа	Средне-верхнепалеозойская впадина на каледонидах
Бурейский	Межгорная котловина краевого прогиба Бурейского среднего массива, заключительный геосинклинальный этап стадии мезозойской складчатости (Г. В. Коротков, 1973 г.)	Промежуточных прогибов	Краевых пришовных частей плит (периплитные)	Унаследованных прогибов на складчатом основании	Верхний структурный ярус Бурейского среднего массива	Мезозойский Бурейский прогиб на Хингано-Бурейском среднем массиве герцинской складчатой области
Зырянский	Синклинорий Колымского краевого прогиба юго-западной окраины Колымской платформы (Г. Г. Попов, 1962 г.)	Не определялся	Периплитный	Краевых прогибов	Пятый ярус импозитивных структур Колымо-Омолонского среднего массива	Внутренняя Зырянская впадина Колымского среднего массива с мезозойской складчатостью
Сахалин	Прогибы и депрессии Тихоокеанской геосинклинали (В. Я. Посыльный, 1973 г.)	" "	Эвскладчатый (меловые и палеогеновые месторождения) и наложен-	" "	Комплекс структур действующей Тихоокеанской геосинклинальной области	Геосинклинальные структуры и внутренние впадины орогенного структурного яруса об-
Ткибули-Шаорское и Ткварчельское м-ния Закавказья	Геосинклиналь южного склона Главного Кавказского хребта (Г. И. Лолладзе, А. Н. Ницуговский, 1963 г.)	" "	Зон многогеосинклинального развития (неоскладчатый)	Унаследованных впадин молодых платформ	Структуры второго (позднего) геосинклинального комплекса (J ₃ —Pg ₂) Кавказа	Нижний геосинклинальный структурный ярус области альпийской складчатости
Угловский бассейн и Шкотовское м-ние Приморья	Межгорные впадины Сихотэ-Алиньской геосинклинали (Г. Д. Петровский, 1970 г.)	" "	Наложённых впадин мезозойской складчатости	Посторогенных впадин молодых платформ	Наложённые неогеновые впадины Сихотэ-Алиньской складчатой системы, первый и второй структурные ярусы	Внутренние впадины структур орогенного яруса области мезозойской складчатости
Анадырское, Бухты Угольной и др. м-ния Чукотки	Внутренние геосинклинальные впадины Охотской складчатой области (Г. В. Буряк, 1962 г.)	" "	Наложённых впадин альпийских складчатых систем	Не определялся	Мезо-кайнозойские импозитивные структуры Чукотской складчатой системы	Верхний структурный ярус Камчатской области кайнозойского тектогенеза, впадина неотектоническая
<i>Переходный тип</i>						
Улугхемский	Северо-Восточная часть наложенного на каледонское складчатое основание Тувинского средне-верхнепалеозойского прогиба (А. Л. Лосев, 1964 г.)	" "	Наложённых впадин области каледонской складчатости	Унаследованных впадин молодых платформ	Унаследованная впадина орогенного структурного яруса Алтае-Саянской складчатой системы	Унаследованная впадина платформенного чехла эпипалеозойской платформы области поздней каледонской складчатости Тувинского прогиба
Минусинский	Минусинская межгорная котловина (Н. Ф. Рябоконт, 1964 г.)	Промежуточных прогибов	Унаследованных прогибов области каледонской складчатости	Наложённых впадин на складчатом основании	Апогеосинклинальные впадины Алтае-Саянской складчатой системы	Унаследованные средне-верхнепалеозойские впадины на фундаменте ранней каледонской складчатости

Бассейны и месторождения	Геоструктурное положение, принятое в региональных томах монографии	Тип угольных бассейнов по классификациям			Положение бассейнов в геотектонических структурах	
		генетической Г. А. Иванова (1967)	структурно-генетическим		на тектонической карте СССР м-ба 1 : 2 500 000 под ред. Т. Н. Спичарского (1964)	на тектонической карте Евразии м-ба 1 : 5 000 000 под ред. А. Л. Яншина (1966)
			Н. И. Погребнова (1972)	К. В. Миронова (1973)		
Узгенский бассейн и др. м-ния Средней Азии, кроме Ангренского и Ленгерского	Впадины переходной зоны послегерцинской платформы северной части Средней Азии, вовлеченные в альпийское горообразование (Ю. В. Станкевич, 1968 г.). По Н. В. Шабарову (1949 г.) Узгенский бассейн геосинклиналиный	Не определялся	Постплатформенные орогенные	Не определялся	Ферганская мезозойская межгорная впадина Тянь-Шаньской складчатой области. Структуры Скифско-Туранского покрова (перигеосинклиналиный комплекс)	Внутренние унаследованные мезозойские орогенные впадины на герцинском складчатом основании
Экибастузский	Наложная герцинская впадина в каледонидах (И. В. Орлов, 1973 г.)	Промежуточных прогибов	Унаследованных впадин каледонид	Наложных впадин на складчатом основании	Третий геосинклиналиный ярус Казахской складчатой системы	Средне-верхнепалеозойская впадина на каледонидах
Бикинское м-ние	Палеогеновая наложенная впадина (М. К. Петренко, 1973 г.)	Не определялся	Наложных впадин области мезозойской складчатости	Неотектонических впадин молодых платформ	Наложная впадина — орогенная структура Сихотэ-Алинской складчатой системы	Неотектоническая наложенная впадина области мезозойской складчатости
Аркагалинское м-ние	Внутренний прогиб молодой эпимезозойской Яно-Колымской платформы (А. И. Семенкин, 1962 г.)	„ „	То же	Посторогенных впадин молодых платформ	Наложная кайнозойская впадина орогенного структурного яруса Верхоянской складчатой системы	Внутренняя впадина геосинклиналиного складчатого комплекса Яно-Колымской зоны
Гусиноозерское, Харанорское и др. м-ния Забайкалья	Наложные мезозойские и унаследованные кайнозойские впадины подвижной Забайкальской платформы (В. П. Плотников, 1970 г.)	Приразломных прогибов молодых платформ	Наложных впадин области каледонской складчатости	Тектонических впадин на щитах	Унаследованные грабенного орогенного структурного комплекса Забайкальской и Монголо-Охотской складчатой системы	Наложные мезозойские и кайнозойские впадины тихоокеанского типа на каледонском складчатом фундаменте

Челябинский	Верхнепалеозойский грабен в зоне разлома на герцинском складчатом основании Восточной Уральной синклиория (И. Н. Лаппа, 1967 г.)	То же	Краевых частей молодых платформ (периплатформенный)	Постороженных впадин молодых платформ	Верхнеуралский или раннеюрский грабен ком-плекса орогенных структур Уральной геосинклинальной системы	Владина нижнего подъяруса (T ₂ -J) чехла молодой платформ на герцинской складчатости
Анренское и Ленгерское м-ния	Впадины послегерцинской платформы, вовлеченной в альпийское горообразование (Ю. В. Станкевич, 1968 г.)	Не определялся	То же	Группа эпиплатформенного орогена платформенных месторождений	Наложённые ранне-меловые впадины Тянь-Шаньской мезозойской складчатой области	Наложённые мезо-кайнозойские впадины на герцинском складчатом основании

турно-генетического типа бассейнов по классификациям Г. А. Иванова (1967), Н. И. Погребнова (1972) и К. В. Миронова (1973), а также указано положение бассейнов в тектонических структурах (рис. 7). Таблица позволяет оценить происшедшие за время после публикации региональных томов уточнения в представлениях о структурно-генетическом типе бассейнов. Как видно из приведенного сопоставления, имеются весьма существенные расхождения в оценке типов и структурного положения бассейнов, особенно в отношении геосинклинального и промежуточного типов.

В настоящей работе угольные бассейны рассматриваются в основном согласно классификации, принятой в региональных томах. При обобщении материалов учитываются, с одной стороны, выдвинутые А. К. Матвеевым (1957) представления о монотипных и политипных (с точки зрения геотектонического режима) бассейнах и, с другой — возможности более детальной группировки бассейнов в пределах типа по основным структурным условиям. Монотипными считаются бассейны, где соответствующий геоструктурный режим (платформенный, геосинклинальный или промежуточный) охватывал всю территорию. Политипные — бассейны, на территории которых при накоплении угленосной формации одновременно существовало несколько режимов. Для целей структурного анализа важно отметить, что на площади политипных бассейнов в противоположность монотипным имеет место неоднородность условий формирования тектонических структур. Однако по преобладающим признакам, характерным для большей части площади, политипные бассейны отнесены в основном к одной из групп генетической классификации угленосных формаций.

В дальнейшем изложении платформенные бассейны и месторождения подразделяются (табл. 46) на три группы: 1) расположенные в чехле внутренних геоструктурных элементов платформ и срединных массивов; 2) расположенные на краевых элементах платформ; 3) приуроченные к солянокупольным областям. Геосинклинальные подразделяются на две группы: 1) расположенные в центральных зонах складчатых областей; 2) приуроченные к геосинклинальным и орогенным комплексам краевых (передовых) прогибов. В промежуточном типе выделяются группы бассейнов и место-

Структурно-тектоническое положение бассейнов, месторождений и монотипных частей политипных бассейнов

Тектоно-генетический тип	Группа по структурно-тектоническому положению	Бассейны, районы, месторождения
Платформенный	В осадочном чехле внутренних элементов платформ и срединных массивов	Подмосковный, Днепровский бассейны; Свободное, Кивда-Райчихинское м-ния
	В осадочном чехле краевых элементов платформ	Львовско-Волинский, Канско-Ачинский (кроме Саяно-Партизанского м-ния) бассейны, север и юго-запад Донецкого, основная площадь Тунгусского, Ленского, Иркутского бассейнов
Геосинклинальный	В соленосных областях	Южно-Уральский бассейн, м-ния Днепровско-Донецкой и Припятской впадин
	В центральных частях краевых (передовых) прогибов и их внешних зонах	Кузнецкий, Кизеловский, Карагандинский, Узгенский, Экибастузский бассейны; центральные и восточные районы Донбасса; восточная часть Печорского бассейна; приверхоянская часть Ленского бассейна; Зырянский; присаянская часть Канско-Ачинского и Иркутского бассейнов
Промежуточный	В центральных зонах складчатых систем	Горловский, Партизанский бассейны; Егоршино-Каменский и Полтаво-Брединский районы Урала, о. Сахалин
	В унаследованных впадинах складчатых систем	Минусинский, Улугхемский, Майкюбенский, Бурейский и Южно-Якутский бассейны
	В наложенных впадинах складчатых систем и постплатформенных орогенов, резко активизированных внешних прогибов	Тургайский, Челябинский бассейны, м-ния Средней Азии (кроме Узгенского бассейна), Забайкалья; Шкотовское, Артемовское и др. м-ния Дальнего Востока, Аркаалинское м-ние

рождений, расположенных: 1) в унаследованных впадинах складчатых областей и срединных массивов; 2) в наложенных впадинах складчатых областей и постплатформенных орогенов. Каждая из этих групп характеризуется специфичностью комплексов тектонических структур. При описании морфологии структур политипных бассейнов (Донецкий, Печорский и др.) последние подразделены на крупные районы, соответствующие тому или иному монотипу. Например, в Донбассе выделены северные и юго-западные районы, расположенные на краевых элементах платформы — склонах Воронежской антеклизы и Украинского массива, а также центральные и восточные районы собственно Донецкого прогиба и т. п. При отнесении отдельных бассейнов в ту или иную группу учтено их положение на тектонической карте Евразии (1966). Положение угленосных формаций в разрезе соответствующих участков земной коры определено по тектонической карте СССР (1964).

ПЛИКАТИВНЫЕ СТРУКТУРЫ

Морфологические типы структур

К пликативным структурам относятся разнообразные складки, изгибы, флексуры, моноклинали. В настоящем обобщении, исходя из конфигурации и размеров типичных структур, описанных в предыдущих томах, и учитывая общие, предложенные различными авторами, структурные классификации, морфологическое подразделение структур произведено следующим образом. К *линейным* отнесены складки, в которых отношение длины к ширине 10:1 и более, а выходы слоев пород на крыльях в плане располагаются в основном параллельно, резко (на коротких по отношению к общей длине складки участках) замыкаясь на периклиналях (рис. 6, е). К *брахискладкам* отнесены такие структуры, в которых отношение длины к ширине от 10:1 до 2:1, а выходы пластов замыкаются на относительно протяженных периклиналях. Среди брахискладок выделены короткие — значение упомянутого отношения ближе к 2:1 (рис. 6, з) и удлиненные — отношение ближе к 10:1 (рис. 6, ж). Из числа более крупных структур (классы средних и выше) целесообразно, на наш взгляд, выделять замкнутые брахискладки, шарнир которых погружается в обоих противоположно ориентированных направлениях, а выходы пластов или очертания изогипс образуют замкнутые контуры, и открытые брахискладки — при одностороннем погружении шарнира. *Куполовидные* (чащеобразные) структуры характеризуются соотношением от 2:1 до 1:1 (рис. 6, и).

Развитые на угольных месторождениях пликативные структуры весьма разнообразны по размерам: их основные параметры колеблются от нескольких метров до десятков и сотен километров, в том числе амплитуды самых крупных складок достигают 10—12 км, ширина — десятков километров, а протяженность 100 км и более. При оценке размеров структур в региональных томах обычно употреблялись общие сравнительные критерии: крупная, средней величины, небольшая и т. п., причем такая оценка чаще всего давалась в соотношении с масштабом месторождения, а не исходя из абсолютных размеров структур. В связи с тем что между перечисленными параметрами существуют коррелятивные соотношения, хотя и зависящие от конкретных условий, все многообразие величины внутрибассейновых складок, по нашему мнению, может быть сведено к сравнительно небольшому числу классов. Представляется достаточным выделить пять классов по протяженности продольной оси (табл. 47). Для ориентировки в случаях неполного прослеживания протяженности складки в табл. 47 приведен вспомогательный параметр — амплитуда.

С учетом приведенных классификационных соображений далее рассмотрена морфология структур по периодам их образования. Формы

Таблица 47

Классификация складчатых структур угольных месторождений по размерам

Структуры	Протяженность длинной оси, км	Амплитуда (глубина погружения), м
Очень крупные	Более 100	3—12 км
Крупные	15—100	1—3 км
Средние	1—15	100—1000
Мелкие	0,1—1	10—100
Очень мелкие	1—100 м	1—10

синеклиз, краевых (передовых) прогибов и подобных региональных структурных элементов земной коры и их совокупностей — аналогов общеконседиментационных форм крупных и сверхкрупных по площади бассейнов (Донецкого, Кузнецкого, Печорского, Подмосковного, Тунгусского и др.) в данном случае не рассматриваются. Будут рассмотрены только внутрибассейновые (локальные) структуры этих бассейнов и в некоторых случаях — общие и локальные структуры самостоятельных (отдельных, не входящих в бассейны) эксплуатируемых месторождений и относительно небольших по площади бассейнов, таких как Экибастузский, Партизанский, Улугхемский и т. п. Необходимость рассмотрения общих структур в последнем случае вытекает из существующей условности отнесения этих объектов угольной геологии к бассейнам или месторождениям, а также из того факта, что эти структуры по размерам, а часто и формам соответствуют внутрибассейновым структурам крупных и супербассейнов.

Структуры конседиментационные (синформационные)

Поскольку угленосные отложения накапливаются при абсолютном или относительном погружении области осадконакопления, то характерные типы общеконседиментационных структур преимущественно различного рода отрицательные структуры: прогибы, впадины, синклинали (рис. 8, а), иногда моноклинали. Выделение локальных конседиментационных структур затруднено проявлением последующих преобразований угленосных толщ постседиментационными тектоническими движениями.

Основные признаки, по которым выявляются конседиментационные структуры, — закономерные изменения мощности угленосной формации в целом или ее значительных стратиграфических интервалов, характера угленосности и других параметров, характеризующих формации; морфология, распространенность и форма угольных пластов. При наличии локальных структур на детальных планах изопахит отдельных стратиграфических подразделений (свит, горизонтов, ярусов) выделяются участки групповых изменений конфигурации изолиний. Замкнутые группы таких линий свидетельствуют о существовании синформационных впадин (увеличение мощности к центру замыкания) или поднятий — при обратном характере изменения мощности (рис. 8, б, в). Незамкнутые группы, различающиеся интенсивностью односторонне направленного изменения мощности, соответствуют конседиментационным моноклиналям и различным структурным блокам, которые разделяются флексурными переходами или разрывами. На геологических разрезах о конседиментационном характере структур свидетельствует сокращение нормальных расстояний между стратиграфическими горизонтами в осевой части антиклиналей (поднятий) и их увеличение в донных частях синклиналей (впадин).

Изменение мощности часто сопровождается направленным изменением литологического состава пород или локальными, ограниченными по площади перерывами осадконакопления: например, развитие песчаников и сингенетические площадные размыты пластов угля на сводах синформационных поднятий (Лисичанская антиклиналь в Донбассе). Описанный характер изменения мощности приводит к тому, что расстояния по нормали между угольными пластами в пределах конседиментационных структур также не остаются постоянными, а соответственно направленно изменяются, увеличиваясь к осевым частям отрицательных структур и по наклону моноклиналией. Нередко при этом происходит направленное в сторону осевых частей отрицательных

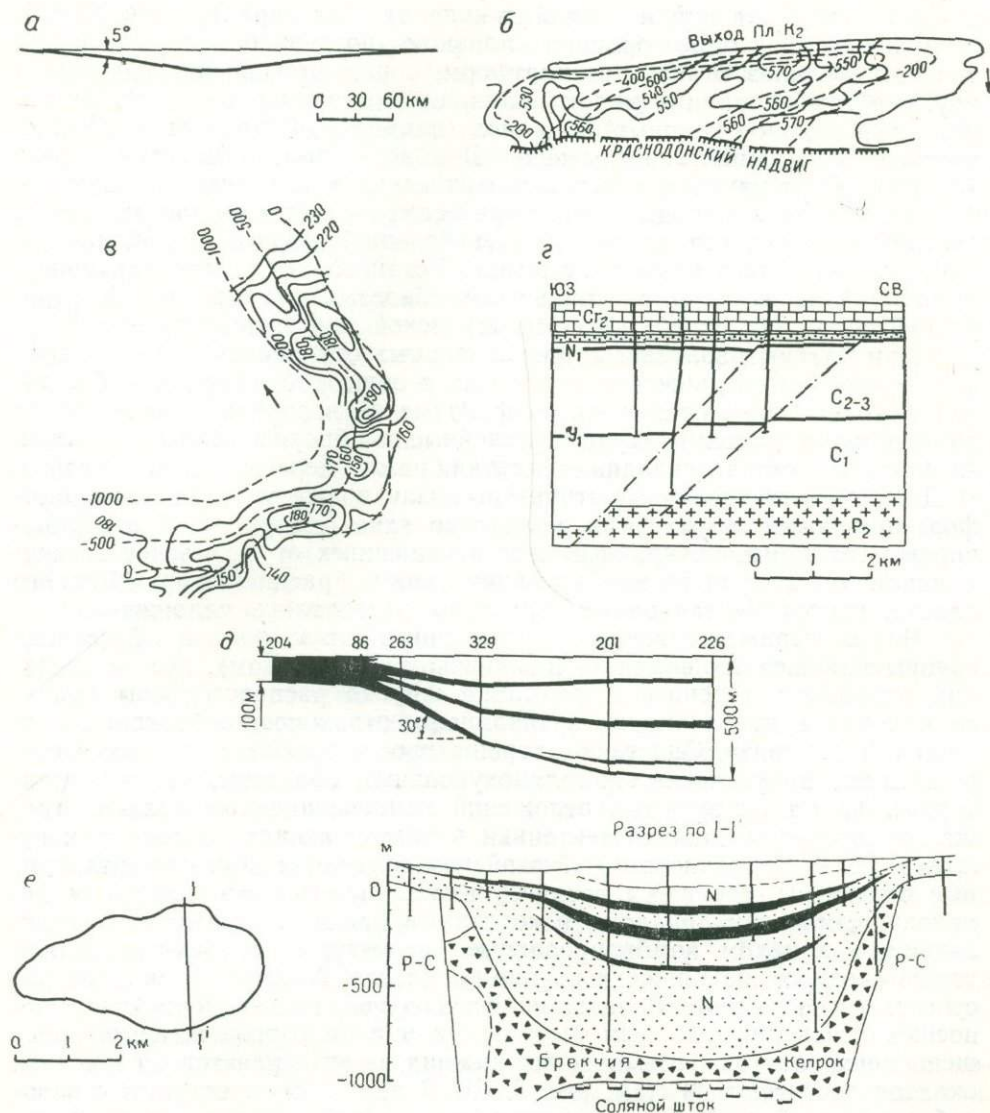


Рис. 8. Некоторые синформационные структуры:

а — сечение прогиба Донбасса в конце периода угленакопления; б — унаследованная Суходольская синклиналь (Донбасс, Краснодарский район): сплошные изолинии — мощности отложений свиты C_2^2 , в м, штриховые — изогипсы пласта K_2 (по Белоконов, 1968); в — наложенная на более мелкие синформационные структуры свиты C_2^2 крупная Волчанская муфта (Красноармейский и Донецкий районы Донбасса, по Белоконов, 1968), стрелкой (б и в) показано направление регионального увеличения мощности угленосных отложений в Донбассе; г — синформационные сбросы Старобельского района Донбасса; д — синформационная структура на поле шх. 2 Коржинского района Челябинского бассейна (расслоение мощного пласта); е — контур по верхнему пласту и разрез Новодмитровского бурогоугольного надсолевого месторождения в Днепровско-Донецкой впадине

структур расщепление пластов. На синформационных поднятиях, существовавших длительное время при относительно более быстром погружении соседних отрицательных структур, пласты, наоборот, могут сливаться в один мощный пласт (Печорский, Челябинский бассейны — рис. 8, д).

Морфология, размеры и интенсивность описываемых структур зависят от характера и масштабов локальных аномалий общего погружения области угленакопления, а при небольших размерах последней, на-

пример месторождений на соляных куполах — от характера ее общего погружения. При одностороннем плавном погружении, например на склонах синеклиз и антеклиз платформ, образуются очень крупные и крупные гомоклинали и моноклинали, охватывающие целые районы и даже ряд районов крупных бассейнов (например, Старобельско-Миллеровская моноклинали на севере Донбасса протяженностью более 150 км). Углы наклона пластов в этих случаях находятся в пределах $0,1-2^\circ$, однако перепады гипсометрических отметок пластов могут достигать многих сот метров за счет большой ширины моноклиналей, измеряющейся десятками километров. Установлены случаи нарушения моноклиналей конседиментационными сбросами (например, Краснорепский сброс на Старобельско-Миллеровской моноклинали — рис. 8, *з*).

При плавных волнового типа локальных отклонениях за счет дифференцированного движения согласных с общим простираем бассейна блоков глубоко погруженного фундамента возникают крупные по размерам, но малоамплитудные линейные и брахиформные складки. Амплитуды таких складок — десятки, реже первые сотни метров. В Донбассе эти первичные структуры были позже унаследованы постформационными структурами первого порядка (см. рис. 8, *б*, *в*). В Печорском бассейне, по крайней мере в удаленных от Уральской геосинклинали зонах, судя по конфигурации линий расщепления Мощного пласта, конседиментационные структуры развивались наложенно.

Четко выражены конседиментационные структуры в бассейнах группы наложенных впадин (Челябинском, Тургайском), где в верхних горизонтах угленосной формации широко распространены брахисинклинали и куполовидные антиклинали, отражающие блоковые подвижки фундамента. Они также хорошо прослеживаются во всех месторождениях, приуроченных к солянокупольным областям, где на структурных формах угленосных отложений компенсационных впадин отражались процессы соляной тектоники в подстилающих соленосных отложениях. В Челябинском и Тургайском бассейнах конседиментационные структуры выражены среднего класса размерности простыми куполовидными антиклиналями и короткими брахисинклиналями, составляющими в целом комбинированные структуры грабен-синклинали также среднего, но ближе к крупному, класса. Амплитуда складок достигает сотен метров. Вследствие резкого увеличения мощности угленосных отложений к донным частям синклиналей, сопровождаемого расщеплением пластов, углы падения нижних в свите пластов на крыльях складок достигают 30° (см. рис. 8, *д*). В дальнейшем структуры в подобного типа бассейнах и месторождениях обычно полностью наследуются структурами постседиментационного периода, усложняясь дополнительными складками и разрывами, в том числе наложенными.

В Южно-Уральском бассейне и Днепровско-Донецкой впадине развиты два типа конседиментационных структур, которые соответствуют двум основным типам месторождений, приуроченных к надсолевым (надкупольным) и межкупольным депрессиям. Более простыми структурами характеризуются месторождения, приуроченные к межкупольным депрессиям, например Сула-Удайское в Днепровско-Донецкой впадине с неогеновой угленосной формацией (рис. 9, *в*). Оттоки соли из глубоко расположенных ее залежей в ближайшие купола приводят к образованию крупных и среднего размера малоамплитудных (десятки метров) округлых и фестончатого очертания впадин, в которых угольные пластообразные залежи располагаются почти горизонтально или слабо волнисто с наклонами не более 2° . Пласты выклиниваются к периферии, в сторону соседних соляных куполов, образуя весьма пологие серповидные в поперечном сечении синклинали.

Структуры угольных месторождений, располагающихся в надсолевых депрессиях соленосных куполов представляют собой простые чашеобразные или короткие брахиформные синклинали-впадины средней величины, реже комбинированные структуры — односторонние грабен-синклинали тех же форм и размеров. Амплитуды погружения пластов не превышают нескольких десятков метров. Такие месторождения содержат мощные буроугольные пласты (залежи), морфология которых отражает конседиментационный характер слагающих структур. Пласты (залежи) выклиниваются к периферии депрессий при максимальном увеличении мощности в их центральных частях (в простых синклиналях) или вблизи ограничивающего депрессию разрыва (в грабен-синклиналях). Соответственно пласты (залежи) образуют воронкообразные формы серповидного сечения в вертикальном разрезе или наклонные вогнутые линзы (рис. 9, *г*).

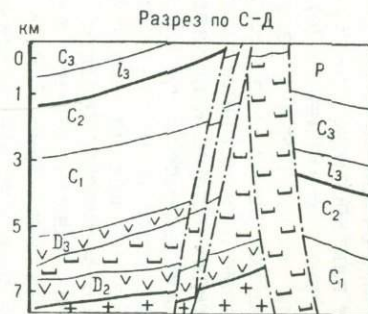
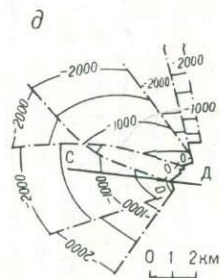
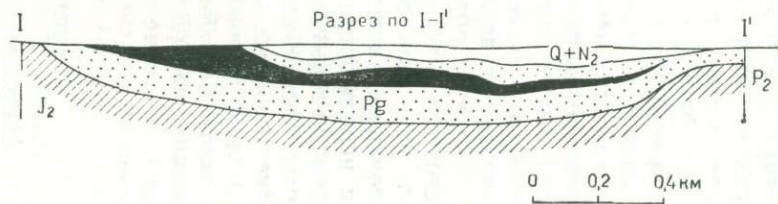
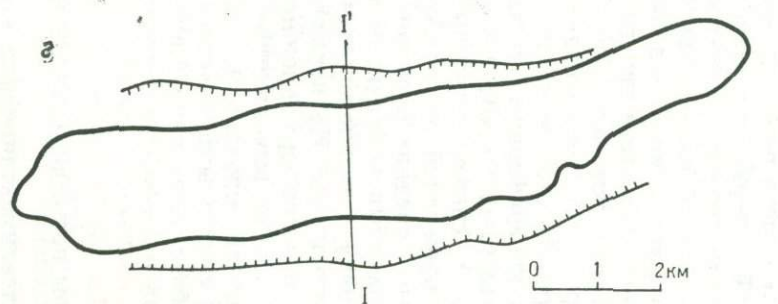
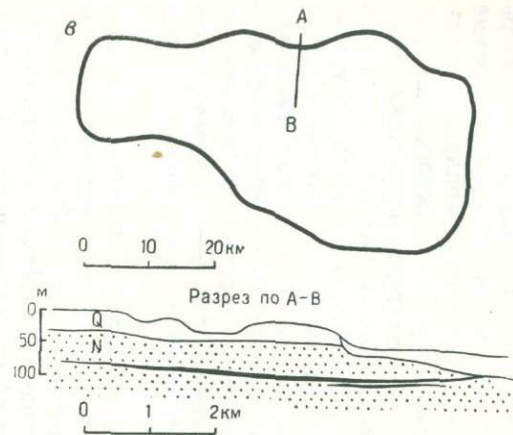
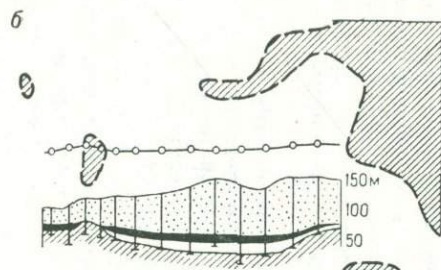
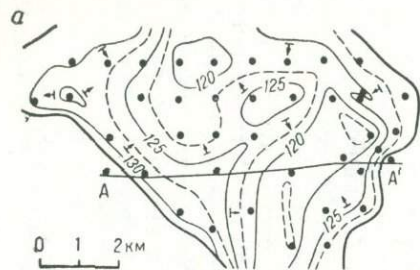
Нередко общие морфологические черты пластов (залежей) осложнены мелкими гравитационными структурами — диапировыми складками и древними оползнями. Углы падения пластов обычно не превышают 10° , в отдельных случаях достигают 25° . Неоднократные подвижки соляного штока могут привести к образованию нескольких мощных пластов угля, располагающихся в виде вложенных одна в другую конседиментационных брахисинклиналей, примером чего может служить открытое в Днепровско-Донецкой впадине Новодмитровское буроугольное месторождение (рис. 8, *е*). Пласты залегают на сравнительно большой глубине (до 330 м) в асимметричной брахисинклинали с длинной осью протяжением до 5 км.

В месторождениях платформенного типа конседиментационные структуры довольно часто представлены в виде форм облегания палеорельефа базальной поверхности накопления угленосной формации, независимых от тектонического или эрозийного происхождения этого рельефа. Если осадконакопление начинается с угленакопления, то синформационные структуры могут в значительной степени определить условия залегания соответствующего пласта: форму и площадь его распространения, углы наклона, конечно, если на этой площади не образовывались структуры более поздних периодов. Конседиментационный характер структур в данном случае подтверждается утоньшениями пласта (залежи) к периферическим частям общей впадины или к выступам фундамента (рис. 9, *а*, *б*).

Таким образом, синформационные пликативные структуры самостоятельных месторождений представлены преимущественно простыми, слабо интенсивными средних размеров отрицательными формами, одиночными чашеобразными и брахисинклиналями. В бассейнах, включая и небольшие, наряду с отрицательными отмечены слабо выраженные положительные структуры. Не исключена возможность, что в некоторых типах бассейнов синформационные структуры отсутствуют, но более вероятно, что они не выявляются из-за трудностей структурного анализа. Повышенной вероятностью такого рода структур должны обладать бассейны с мощными угленосными формациями или полиформационные (Донбасс, Кузнецкий, Карагандинский и Печорский бассейны), особенно при наличии в них региональных перерывов осадконакопления.

Структуры постседиментационные (постформационные)

Наличие постседиментационных структур практически установлено во всех бассейнах и месторождениях, за исключением отдельных месторождений платформенного типа, в которых эти структуры четко не



выражены (например, в Днепровском бассейне). Постседиментационные структуры значительно разнообразнее конседиментационных по морфологическим типам, размерам, сложности и интенсивности проявления. Почти в каждом бассейне и даже месторождении имеет место специфичность комплекса структур. В то же время для генетически однородных групп бассейнов и месторождений характерно наличие или преобладание определенных морфологических типов и их сочетаний из-за общности режима геотектонического развития во времени, последующем за образованием угленосных формаций, платформенных, геосинклинальных или переходных областей. Поэтому морфология постседиментационных структур рассматривается с учетом структурно-генетической типизации бассейнов и месторождений с переходом от более простых платформенных к более разнообразным по структурным формам геосинклинальным бассейнам и их зонам (политипам).

Основная особенность платформенных бассейнов (месторождений) — прерывистый характер пространственного расположения брахиформных и куполовидных (чашеобразных), преимущественно волнообразных структур. Постседиментационные структуры бассейнов и месторождений осадочного чехла внутренних геоструктурных элементов платформ и срединных массивов (Подмосковный, Днепровский бассейны, Кивда-Райчихинское и Свободное месторождения) представлены главным образом очень пологими среднего класса величинами чашеобразными понижениями, которые в Подмосковном бассейне разделены валообразными поднятиями, создающими пологоволнистые залегания угленосных отложений. Амплитуды таких понижений и поднятий не превышают первых десятков метров, а углы падения пород на их склонах — 5° (преимущественно в пределах десятых долей градуса). Как показывают разведочные данные по месторождению Свободному, при расположении угленосной формации непосредственно на сравнительно молодом складчатом фундаменте залегание пластов может быть нарушено унаследованными тектоническими разрывами.

В некоторых случаях, как видно из приведенных примеров Днепровского бассейна, имеются основания сомневаться в наличии пликативных постседиментационных тектонических структур и считать, что конфигурация угольных залежей в плане и гипсометрия их почвы определяются палеорельефом базальной поверхности основания угленосной формации в период накопления осадков. Угольные пласты при этом совсем не отлагались на положительных элементах рельефа или утоньшались на них за счет выпадения из разреза пласта нижних его пачек (см. рис. 9, а, б).

Несколько более разнообразны постседиментационные структуры бассейнов и месторождений, расположенных в осадочном чехле краевых элементов платформ — Канско-Ачинского и Львовско-Волынского бассейнов, северных и западных районов Донбасса, Черемховского, Азейского и Мугунского месторождений Иркутского бассейна, северной части Алдано-Чульманского района Южно-Якутского бассейна. К этой группе тяготеют Норильский район Тунгусского бассейна, отличающийся широким развитием эффузивов, и Кангаласское месторож-

Рис. 9. Структуры некоторых месторождений, располагающихся в осадочном чехле внутренних элементов платформ, срединных массивов и в соленосных областях:

а — тектоно-эрозийная впадина Казацкого участка Днепровского бассейна (гипсометрический план почвы пласта и геологический разрез); б — синформационная депрессия месторождения Свободного (штриховая линия — контур распространения пласта, заштриховано — выступы фундамента); в — межкупольная короткая брахисинклиналь Сула-Удайского месторождения; г — грабен-синклиналь угленосных отложений и серповидная линза мощного угольного пласта Тюльганского месторождения Южно-Уральского бассейна; гипсометрический план пласта I_2 и геологический разрез; д — солянонарушенного Петровского купола: 1 — тектонические разрывы, 2 — осадочно-эффузивные отложения, 3 — солевой шток, 4 — породы кристаллического фундамента

дение Ленского бассейна. Наиболее широко в этой группе распространены унаследованные моноклинали очень крупного и крупного класса размерности. Такими моноклиналями представлена северная часть Донбасса (южный склон Воронежской антеклизы), западный Донбасс (северный склон Украинского щита), северная часть Алдано-Чульманского района (южный склон Алданского щита), Черемховское месторождение.

Усиливающееся к периферии платформы погружение фундамента продолжалось и после накопления угленосной формации, в связи с чем на постформационных моноклиналях наклонены не только нижние, но и самые верхние пласты, а углы их наклона достигают 15° . Описываемые моноклинали большей частью простые, с очень редкими тектоническими разрывами, но в некоторых случаях под воздействием тектонических движений по крупным внутриплатформенным разломам или вблизи шва платформы они превращены в сложные и комбинированные структуры. Так, моноклираль западного Донбасса разбита несколькими системами тектонических разрывов и представляет собой в Красноармейском районе систему тектонических блоков крупного, среднего и мелкого размеров, а в Павлоградском районе — систему среднего размера горстов и грабенов, внутри которых пласты образуют либо волнистые моноклинали, либо очень пологие среднего размера асимметричные брахисинклинали. Более крутое моноклиальное падение пластов Норильского района осложнено кроме разрывов внедрениями эффузивных пород (рис. 10, *г*).

По мере приближения к границе платформы моноклиальное залегание пластов дополнительно осложняется пологими куполовидными, а затем брахиформными складками средней величины. Так, в Южно-Якутском бассейне моноклираль Чульмаканского месторождения сменяется Нерюнгринской чашеобразной синклиналью и довольно сложными брахискладками Муастахского месторождения (рис. 10, *а, б, в*). Наклоненными широкими и пологими брахисинклиналями среднего и крупного размера, которые разделены валообразными антиклиналями с разрывами, представлены структуры Львовско-Волынского бассейна (рис. 10, *ж*). Углы падения пластов на бортах перечисленных складок не превышают 15° , а амплитуды погружения — от нескольких десятков метров до 200—300 м.

В платформенных районах Канско-Ачинского и Иркутского бассейнов, в удалении от горных сооружений Саянского хребта развиты простые крупные и очень крупные малоамплитудные брахисинклиальные структуры изометричных или слабо удлинённых очертаний. Таковы синклинали Мугунского и Азейского месторождений Иркутского бассейна, Абанского, Бородинского и Назаровского месторождений Канско-Ачинского бассейна. Размеры впадин в современном контуре достигают в поперечнике 50 км. Центриклинальный наклон пластов на их бортах составляет $1-2^\circ$, редко достигает $5-10^\circ$. Днища осложнены еще более пологой волнистостью, а на бортах встречаются также пологие мелкие флексуры, иногда с малоамплитудными разрывами. Погружение пластов в центральной части впадин измеряется всего десятками, реже первыми сотнями метров. Под влиянием эрозионных процессов очертания выходов пластов часто имеют характерный фестончатый вид. Менее изучены формы тектонических поднятий, отделяющие также впадины одну от другой, так как обычно на поднятиях угленосные отложения размыты, и эти структуры не разведывались. Они имеют сравнительно меньшие размеры, преимущественно куполообразную или валоподобную форму малой амплитуды, часто бывают асимметричны. Отдельные крупные поднятия, например хр. Арга в Канско-

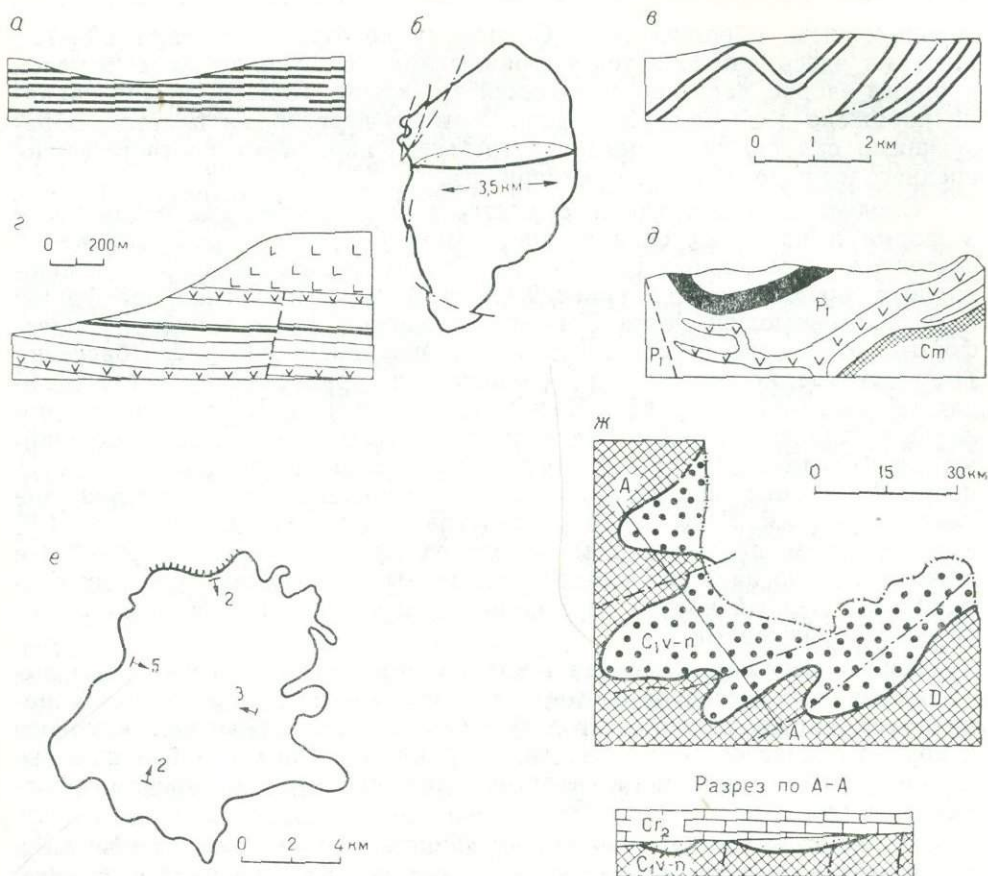


Рис. 10. Формы складчатых структур краевых элементов платформы:

а — моноклираль Чульмаканского месторождения; б — чашеобразная синклираль Нерюнгринского месторождения; в — комбинирующая брахисинклираль Муастахского месторождения; г — комбинирующая моноклираль Норильского месторождения; д — простая асимметричная брахисинклираль Кокуйского месторождения; е — чашеобразная полая синклираль (впадина) Бородинского месторождения; ж — пологие брахисинклинали Львовско-Волынского бассейна

Ачинском бассейне, образуют очень крутые крылья постседиментационных складок среди прилегающей к поднятию угленосной толщи.

В Иркутском бассейне моноклиральное и слабоволнистое пологое залегание пластов упомянутых Черемховского, Азейского и Мугунского месторождений сменяется залеганием в виде средней величины удлиненных асимметричных брахисинклиналей на Новометелкинском, Каранцайском и других месторождениях в предгорьях Саян с наклонами пластов до $25-30^\circ$.

Расположенное в юго-восточной платформенной части Канско-Ачинского бассейна Бородинское месторождение (рис. 10, е) представляет собой почти изометричную (16×14 км) впадину с погружением до 100 м и центриклинальным падением пластов под углом $1-5^\circ$. В противоположность этому одновозрастные угленосные отложения Саяно-Партизанского месторождения, расположенного в 80 км южнее, в Предсаянском краевом прогибе, образуют резко асимметричную вытянутую брахисинклираль (см. рис. 6, ж). Длина этой складки превышает 30 км при ширине порядка 4 км, т. е. отношение длины к ширине $7,5:1$. Погружение пластов достигает 1,5—1,8 км. Углы падения на северном, обращенном к платформе крыле не превышают 10° , а на про-

тивоположном, обращенном к Саянскому хребту, — достигают 60—75°. Местами здесь наблюдается опрокидывание пластов и даже отмечен крупный взброс, частично срезающий это крыло. Пологое крыло складки поражено диагональными флексурами и перегибами пластов, образующими складками второго и третьего порядков, соответственно, среднего и мелкого классов размерности.

Следует отметить также существенные различия, наблюдающиеся в форме и размерах складок разновозрастных угленосных отложений восточного и западного районов Канско-Ачинского бассейна, расположенных соответственно в краевой части древней Сибирской платформы и на примыкающей части Западно-Сибирской эпигерцинской платформы. В отличие от синклиналей-котловин восточной части бассейна (Бородинское месторождение) большинство брахисинклиналей его западной части (Березовская, Боровско-Соболевская, Балахтинская) обладают удлиненной формой, асимметричностью и значительно большими амплитудами. Например, Березовская синклиналь при протяженности 75 км имеет ширину около 17 км (отношение 5:1) и погружение пластов до 1 км. Углы падения пластов на южном ее крыле 5—10°, а на северном, примыкающем к хребту Арга, достигают 60—70° и даже 90°. Пологий борт осложнен вторичными складками средних размеров, а северный крутой борт сильно дислоцирован и нарушен тектоническими разрывами.

Таким образом, комплекс постседиментационных структур описываемой группы бассейнов состоит из простых и комбинированных моноклиналей, чашеобразных и брахиформных синклиналей очень крупного и крупного классов размерности, характеризующихся в большинстве случаев слабыми наклонами пластов и небольшими амплитудами перепадов гипсометрических отметок.

На месторождениях соленосных областей установлен лишь один тип постседиментационных структур — солянодеформированные купола. Эти структуры возникают при прорывах подстилающих соляных масс через вышележащие угленосные отложения. Развивающиеся куполовидные структуры могут в высокой степени осложняться соляным диапиризмом. Прорывы солей приводят к образованию сложных разрывов, вторичных мелких складок и брекчированию прилегающих частей купола. Типичный пример такого рода солянодеформированных структур — Петровский купол в Днепровско-Донецкой впадине (рис. 9, д). На некоторых куполах этой впадины (например, Исачковском) отмечены синхронные с движениями соли внедрения изверженных пород (диабазы). Подобные структуры относятся к средним и мелким по площади, но их амплитуда может достигать нескольких сот метров и даже 1—2 км. Углы падения пластов при этом весьма разнообразные: от 0 до 45°, а в зонах нарушений и более крутые.

Постседиментационные структуры бассейнов и месторождений геосинклинального типа резко отличаются от описанных выше интенсивностью, сложностью форм и дифференцированностью размеров. Количество встречающихся типов складок, форма их сечения, размерность, интенсивность, пораженность разрывами и внедрениями изверженных пород в высокой степени зависят от положения бассейна или месторождения в системе структурных элементов складчатой области, а угленосной формации — среди ее структурных этажей. Характерными чертами структур геосинклинальной складчатости считаются их линейно-вытянутые очертания, однако вследствие различной интенсивности деформаций по простиранию зоны складчатости в них образуются и брахискладки.

Наиболее сложными формами складок и наивысшей интенсивностью их проявления характеризуются угленосные формации бассейнов и месторождений, приуроченные к центральным зонам складчатых систем или к внутренним прогибам геосинклинали в период ее развития. К этой группе относятся Горловский бассейн, Егоршино-Каменский, Полтаво-Брединский районы и Домбаровское месторождение Восточного Урала, меловые угленосные отложения о. Сахалин.

Горловский бассейн относится к Томь-Колываньской складчатой зоне Зайсанской системы герцинского цикла. Угленосная пермская формация этого бассейна приурочена к четвертому инверсионному структурному ярусу. Элементарные складки угленосных отложений бассейна в поперечном сечении резко асимметричны, часто опрокинуты, с остроугольными замками, разорваны круто падающими взбросами (рис. 11, а). Наклон слоев на крыльях достигает $70-80^\circ$ и более. Характерны раздувы слоев в замковых частях и пережимы на крыльях. Тип складчатости — преимущественно дисгармоничный. В плане складки брахиформные миндалевидных и линзообразных очертаний, что приводит к сетчатой структуре выходов пластов угля. Преобладают мелкие и очень мелкие складки с амплитудой и протяженностью в пределах нескольких сот метров. Элементарные брахиформные складки группируются в очень сложные комбинированные линейные структуры типа складчатых чешуи. Встречающиеся в угленосных отложениях и пластах угля пластовые тела диабазов также подверглись складчатости и разрывам. Органическое вещество пластов подверглось сильному метаморфизму и превращено в антрацит с выходом летучих 1,5—3%.

Аналогичный характер имеют структуры Полтаво-Брединского района и Домбаровского месторождения, располагающихся в центральной части Уральской складчатой системы, в зоне Магнитогорского синклинория и антиклинальных структур зоны гранитных интрузий Южного Урала. Их нижнекарбонная угленосная формация относится к третьему структурному ярусу геосинклинального развития. Здесь также установлено развитие только мелких и очень мелких линейных складок протяженностью десятки, реже первые сотни метров с аналогичной амплитудой. В поперечном сечении складки изоклинальные, веерообразные и опрокинутые, с резкими раздувами мощности слоев в замковых частях. Замки складок как остроугольные, так и закругленные. Угленосные породы расланцованы, поражены вторичной мелкой складчатостью, инъецированы изверженными породами, угольные пласты перетерты и графитизированы. Складчатость в целом имеет резко выраженный дисгармоничный характер, что приводит к линзовидному залеганию пластов угля (рис. 11, б). Высокая степень нарушения пластов была причиной прекращения эксплуатации шахт, несмотря на местный дефицит топлива.

Структура располагающегося севернее Егоршино-Каменского района, угленосная формация которого одновозрастна месторождениям Полтаво-Брединского и Домбаровского районов, занимает аналогичное положение среди ярусов геосинклинали. Пласты полуантрацитов крайне невыдержанного линзовидного строения сильно нарушены. Угленосные отложения района слагают мелкие крутые опрокинутые брахисинклинали и их разобщенные части, зажатые в тектонических чешуях и прорванные массивами интрузивных пород (рис. 11, в). Размеры этих синклиналей также находятся в пределах сотен метров. Для нижнемеловой угленосной формации Партизанского бассейна, заключенной в верхнем геосинклинальном структурном ярусе Сихотэ-Алинской складчатой системы, характерен комплекс среднего размера брахисинклина-

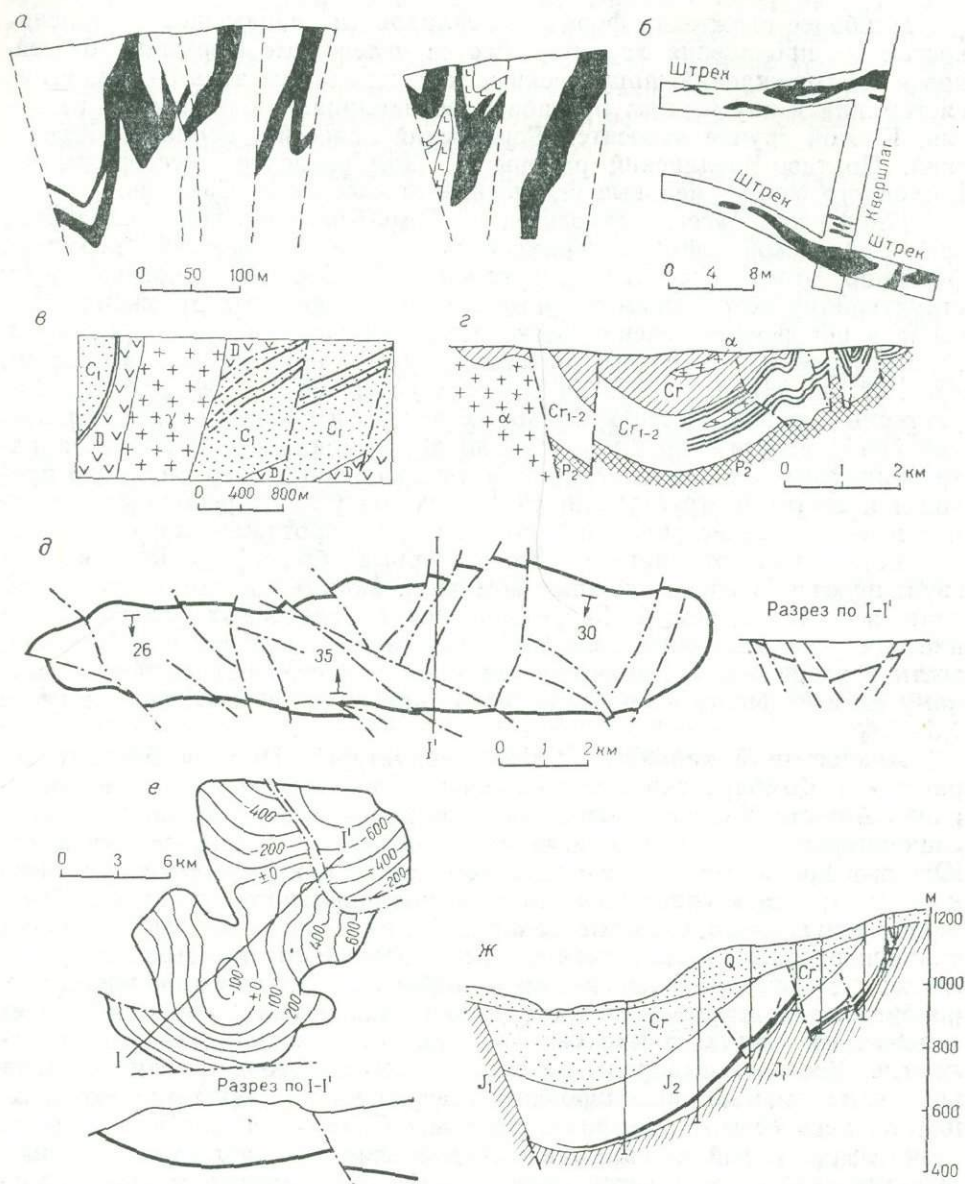


Рис. 11. Структурные формы угольных отложений в бассейнах и месторождениях срединных зон складчатых систем:

a — сложные дисгармоничные складки и комбинированные структуры с участием изверженных пород Горловского бассейна; *б* — тектоническая линзовидность угольных пластов (черное) и других пород Домбаровского месторождения; *в* — тектонические блоки угольных отложений Егоршино-Каменского района Урала, инъецированные порфиритами и гранитами; *г* — сложные брахи-складки пластов Партизанского бассейна с интрузиями андезитов; *д* — нарушенная разрывами брахисинклинали Мгагинского месторождения о. Сахалин; *е* — сопряженные чашеобразные синклинали Ткибули-Шаорского месторождения (гипсометрический план угольного пласта и его положение в разрезе); *ж* — нарушенная сбросами грабен-синклинали Тварчельского месторождения с линзовидным пластом каменного угля

лей, сильно раздробленных и интродированных (рис. 11, г). В поперечном сечении синклинали имеют округлую форму без заметных изменений мощности слоев на крыльях и в замках. Протяженность синклиналей от 1 до 10 км при ширине и амплитуде до 1,5 км (соотношение до 10:1). По степени метаморфизма угли соответствуют жирным, пласты крайне невыдержаны, сильно дислоцированы, что подтверждает

приуроченность угленосной формации к внутреннему прогибу геосинклинали.

Для месторождений западной части о. Сахалин, располагающихся в современной Тихоокеанской геосинклинальной области, угленосные формации которых относятся ко второму (верхнему) геосинклинальному комплексу структур и имеют палеогеновый и неогеновый возраст, характерны асимметричные брахисинклинали протяженностью до 20 км и шириной 4—5 км, иногда приближающиеся к линейным синклиналям (например, Мгачинская брахисинклиналь протяженностью около 15 км и шириной до 2,5 км). Глубина погружения пластов в синклиналях достигает 1 км. Более крутые их крылья с наклоном пластов до 30—50° примыкают к Средне-Сахалинскому хребту.

Замки синклиналей округлые, а поперечное сечение имеет округло-коробчатый вид. Пологие днища осложнены волнистостью. Не отмечается существенных изменений мощности слоев на крыльях и в замке складок, в связи с чем складки должны быть отнесены к типу параллельных. Пласты угля характеризуются выдержанным строением, что указывает на менее подвижные условия накопления осадков и приуроченность формации к зоне внешних прогибов. Весьма характерна сильная раздробленность складок некоторых месторождений многочисленными тектоническими разрывами на мелкие блоки (рис. 11, д). Встречаются пластовые и секущие интрузии изверженных пород.

Менее изученные структуры месторождений Анадырского и Бухты Угольной, по-видимому, аналогичны структурам верхнего комплекса о. Сахалин. Они представлены более пологими среднего размера брахисинклиналями, чрезвычайно пораженными разрывами типа сбросов. Изверженные породы пока не установлены, но вполне возможны, так как в окрестностях шахтных полей выявлены массивы одновозрастных и более молодых по отношению к угленосной формации интрузивов.

Существенно менее интенсивная складчатость угленосных формаций, приуроченных к центральным зонам складчатых систем, но связанных с верхним структурным ярусом отложений, видна на Ткибули-Шаорском и Ткварчельском месторождениях. На обоих месторождениях угольные пласты залегают в виде брахисинклиналей среднего и мелкого размера, по своей морфологии близких к структурам месторождений типа наложенных впадин. Особенно просты брахисинклинали Ткибули-Шаорского месторождения, располагающегося ближе к срединному массиву — Грузинской глыбе. Угленосные отложения месторождения первоначально слагали, по-видимому, крупную брахисинклинальную структуру, от которой в результате эрозии остались в настоящее время две сопряженные округлые синклинали — Ткибульская и Шаорская. Более сохранившаяся Ткибульская синклиналь (рис. 11, е) представляет собой котловину диаметром около 15 км, плавно переходящую к северу в еще большую Шаорскую котловину, от которой сохранилась лишь небольшая часть южного крыла. Погружение угольной залежи в Ткибульской котловине около 700 м. Наклон пластов не превышает 25°. Угленосные отложения Ткварчельского месторождения, более приближенного к осевой части геосинклинали, образуют ряд небольших крутых, резко асимметричных вытянутых брахисинклиналей, интенсивно разбитых тектоническими нарушениями. Максимальные размеры здесь имеет грабен-синклиналь площади IV (шахта 8) с протяженностью 8 км при ширине до 1,5 км и погружении нижнего пласта до 800 м, а размеры других складок находятся в пределах первых сотен метров (рис. 11, ж).

Суммируя изложенное, можно констатировать, что в целом комплексу структур месторождений центральных зон складчатых систем

или внутренних прогибов геосинклиналей присущи (Г. А. Иванов, 1975 г.): для нижних структурных ярусов — резко невыдержанные по мощности угольные пласты, асимметричные опрокинутые изоклинальные и веерообразные мелкие и очень мелкие складки преимущественно дисгармоничного типа, разорванные последующими тектоническими нарушениями с послынным перемещением вещества, особенно угля, и часто инъецированные или разобщенные интрузиями; для верхних структурных ярусов при сохранении строения угольных пластов — сильная их нарушенность преимущественно сбросами с образованием отдельных, иногда очень мелких, блоков.

Группу бассейнов, располагающихся в *краевых (передовых) прогибах*, составляют Кузнецкий, Карагандинский, центральные и восточные районы Донбасса, вся приуральская часть Печорского бассейна. Сюда же, видимо, следует отнести северо-восточную площадь Ленского и присаянские части Канско-Ачинского и Иркутского бассейнов. Несколькое обособленное положение занимает Кизеловский бассейн, приуроченный к малоподвижной зоне Уральской складчатой зоны*.

Следует отметить, что в целом угленосные формации Донецкого, Печорского, Ленского и Кузнецкого бассейнов не только занимают огромные по протяженности и по площади передовые (краевые) прогибы, но и выходят за их пределы на сопряженные элементы платформ, в связи с чем перечисленные бассейны относятся к политипным (Матвеев, 1957). Из-за постепенных и плавных изменений мощностей и литологического состава угленосных формаций границы смежных геоструктурных элементов по структурному этажу, в котором залегает формация, определяются крайне неоднозначно, что весьма затрудняет характеристику комплекса элементарных структур бассейнов в целом и требует дальнейших дополнительных исследований для обоснования их тектонического районирования. Многие из политипных бассейнов одновременно и полиформационны, так как их угленосные отложения относятся к двум и даже трем угленосным формациям. Так, типично полиформационны Кузнецкий, Карагандинский и Ленский бассейны с формациями соответственно пермокарбоновой и юрской, карбоновой и юрской, нижнемеловой и неогеновой.

Целесообразно рассмотреть особенности постседиментационных пликвативных структур данной группы бассейнов, начиная с наиболее изученного Донбасса. Карбоновая угленосная формация центральных и восточных районов Донбасса входит в верхний геосинклинальный структурный ярус прогиба — части Доно-Мангышлакской складчатой области. Характер структур определяется наличием длительного (на протяжении нескольких циклов) тектогенеза: герцинского, киммерийского и альпийского. Складки как антиклинальные, так и синклинальные имеют протяженность от нескольких десятков километров до 400 км (Главная антиклиналь), в основном 100—150 км. Их амплитуда достигает 7—8 км, а ширина — от 5 до 60 км (Бахмутская котловина).

Преобладают удлинённые брахиформные складки с соотношением длины и ширины от 3:1 до 7:1. Имеющиеся в подчиненном количестве линейные складки также замыкаются по простиранию. Складчатость в целом имеет гребневидный характер — с широкими коробчатыми синклиналями и сравнительно узкими антиклиналями. Складки преимущественно асимметричные с падением крутых крыльев до 45—60°, в редких случаях до 85—87°. Замки складок округлые, без заметного увеличения мощности слоев по сравнению с крыльями, т. е. складчатость относится к параллельному типу. Широко развиты тектонические

* Миогеосинклинальной группы, по Г. А. Иванову (1975 г.).



Рис. 12. Закономерные изменения поперечных сечений основных складок Донецкого бассейна в направлении от осевой части прогиба к северному борту (слева направо).

I—N — индексы маркирующих известняков, по которым построены конфигурации складок. Штриховые линии — эродированные части структур

разрывы типа надвигов и взбросов. Усложненность перечисленными дополнительными структурами многих основных складок такова, что они превращены в сложные комбинированные структуры типа синклинориев и антиклинориев, например Алмазный синклиорий (рис. 12).

Для описываемых районов Донбасса характерно упорядоченное расположение пликативных структур, которые образуют две разновозрастные системы складок: преобладающую продольную с простираем вдоль Донецкого прогиба, и менее выраженную поперечную. Первая система складок развивалась унаследованно на протяжении герцинского, киммерийского и альпийского циклов. Вторая — наложенная, образовалась в одну из наиболее молодых альпийских фаз. В то же время следует отметить, что поперечная система складок в карбоне соответствует по простираению структурам докембрийского фундамента, что позволяет предполагать о ее обусловленности глыбовыми подвижками фундамента.

В пределах упомянутых систем наблюдаются различные виды группировки складок. Линейные складки продольной системы располагаются параллельно. Брахискладки образуют преимущественно разветвляющиеся пучки, вытянутые по простираению бассейна. В северо-западной части бассейна (Лисичанский, Центральный районы) наблюдается кулисообразное расположение куполовидных антиклиналей. Складки поперечной системы морфологически неоднородны по простираению бассейна. Так, на большей его восточной части наблюдаются крупные пологие одиночные валообразные поднятия типа Ровенецкого, в западной части (Донецко-Макеевский район) развита группа параллельных флексур (Ветковская, Чайкинская и др.) и мульд (Волчанская, Макеевская) среднего и мелкого размеров.

Наблюдается тесная корреляция морфологических форм и размеров складок с мощностью угленосной формации. Линейные наиболее крупные складки располагаются в осевой части прогиба с максимальной мощностью формации. По мере уменьшения этой мощности складки приобретают брахиформный, а затем куполовидный облик, уменьшаясь в размерах. В платформенных частях бассейна в северных и западных районах угленосные отложения залегают моноклиально с пологим погружением в сторону краевого прогиба. Таким образом, в бассейне наблюдается зональность тектонических структур, имеющая сим-

метричный относительно оси прогиба вид (см. рис. 12). Выделяется одна присевая зона крупных линейных складок, к северу и югу ее сменяют две бортовые зоны брахискладок. По периферии их располагаются зоны купольных структур и еще далее — две моноклинальные платформенные зоны. Особенно четко выявляется закономерная смена морфологических типов складок, изменение степени их усложнения в северном направлении от оси бассейна, совпадающей с осью Главной антиклинали. Как видно из примеров (см. рис. 12), в зоне брахискладок пликативные структуры резко усложняются и разорваны большим количеством надвигов. Далее к северу в зоне куполовидных складок (Крымская синклиналь, Славяно-Сербская антиклиналь) амплитуды складок резко уменьшаются, их сечения имеют более простой вид.

Угленосная пермская формация Печорского бассейна распространена в основном в пределах краевых прогибов Уральской системы герцинской складчатости (Воркутский и Коротайхинский прогибы) и частично переходит в западном направлении на Печорскую синеклизу Русской платформы (западнее хр. Чернышева), а в восточном — на Уральскую геосинклинали (месторождения Хальмерьюское, Сыръягинское и малоисследованные месторождения склонов Пай-Хоя). В пределах краевых прогибов и самой геосинклинали угленосная формация относится к четвертому структурному ярусу инверсионного этапа.

Наиболее изучены структуры освоенной восточной части бассейна (Воркутский и Интинский районы). Здесь вырисовываются две очень крупные синклинали — южная Усинская и северная Коротайхинская, называемые также мегасинклиналями, оси которых расположены почти под прямым углом и которые разобщены горстовым поднятием Чернова. Эти внутрибассейновые структуры первого порядка относятся к классу весьма крупных коробчатых брахисинклиналей протяженностью до 300 км, шириной до 100 км, амплитудой до 3—4 км и разграничены тектоническими круто падающими разрывами с амплитудами до 4 км. Центральная часть Коротайхинской мегасинклинали изучена в структурном отношении недостаточно. Центральная и западная бортовые части Усинской мегасинклинали осложнены крупными складками второго порядка, преимущественно брахиформными и только в клинообразном южном углу прогиба, в Интинском районе — линейными (рис. 13).

Протяженность складок преимущественно 30—50 км при ширине до 12—15 км и амплитуде до 1—2 км, т. е. складки относятся к классу крупных. Эрозия угленосных отложений на куполовидных (например, Ярвожский купол) антиклиналях привела к тому, что месторождения этой части бассейна (Воркутское, Воргашорское) представляют собой преимущественно отдельные брахисинклинали (рис. 13, г). В тех случаях, когда синклинали примыкают к горстовому поднятию Чернова (север Воргашорской и Воркутской синклиналей), отмечаются максимальные наклоны пластов (до 60—70°) за счет воздействия радиальных тектонических движений фундамента. В результате разломов фундамента отмечаются также нарушения угленосной толщи в виде большого количества различной амплитуды сбросов на значительной площади, примыкающей к поднятию Чернова. По мере приближения к Уральскому хребту брахисинклинали уменьшаются до размеров среднего класса, а их крылья все более усложняются мелкой складчатостью, в связи с чем в плане приобретают фестончатые очертания, например Юньягинское месторождение (рис. 13, ж). В описанных складках не заметно существенных изменений мощности слоев на крыльях и в замках, поэтому их следует отнести к типу параллельных. Очень мелкие складки для Воркутского района не характерны.

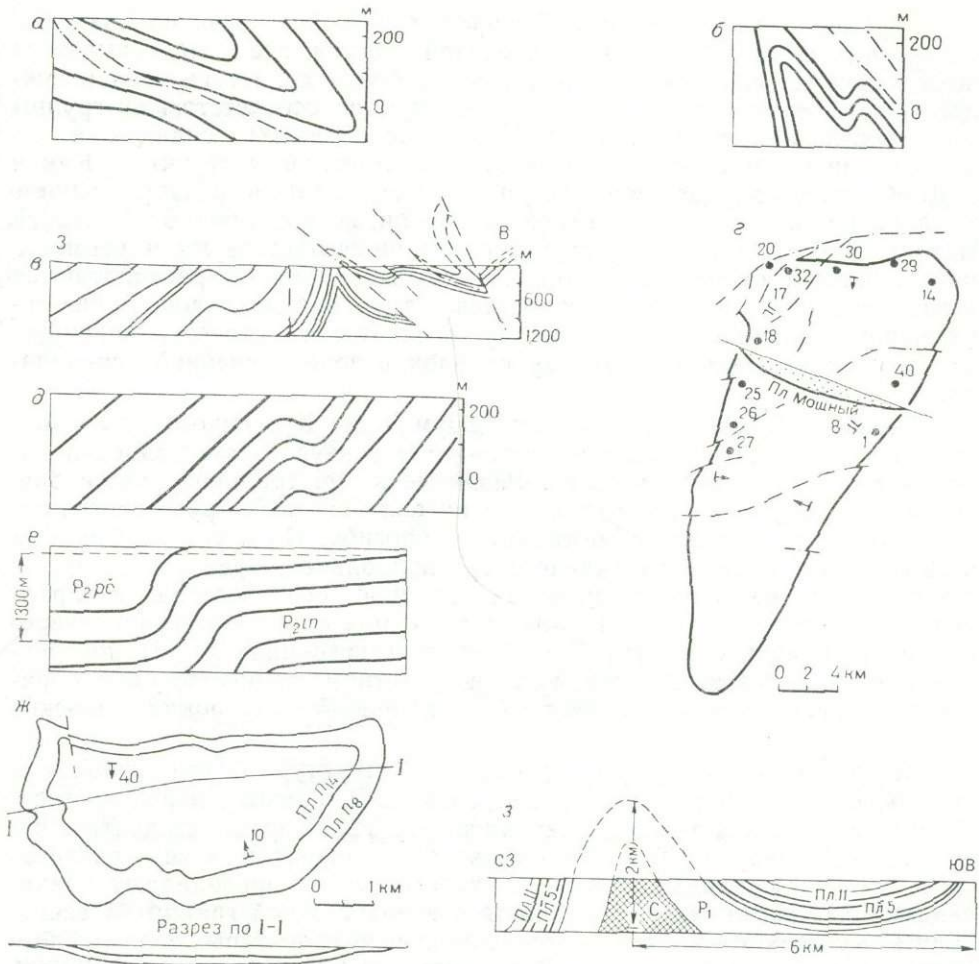


Рис. 13. Характерные структуры Печорского бассейна.

Сечения линейных складок месторождений: а, б — Хальмерьюского, в — Сырьягинского; г — короткая брахисинклиналь Воркутского месторождения (указаны номера горных выработок); флексуры: д — Пембойская, е — Восточно-Интинская; ж — чашеобразная Юньягинская брахисинклиналь; з — сечение линейных Интинских складок

Морфологические типы складок восточного борта Усинской, а также северо-восточного и юго-восточного бортов Коротайхинской мегасинклинали имеют совершенно иной облик. Здесь преобладают мелкие линейные сжатые складки, ориентированные вдоль Урала и Пай-Хоя, резко асимметричные, опрокинутые в направлении от этих хребтов и даже лежащие складки (рис. 13, а, б). Углы падения пластов 45—90°. Протяженность единичных складок не превышает нескольких километров, а ширина и амплитуда — нескольких сот метров. Складки интенсивно нарушены тектоническими разрывами, заметны существенные изменения мощности слоев на крыльях и в замках, хотя последние сохраняют округлые очертания. Переход от брахискладчатых структур центральной части мегасинклиналей к линейным складкам совершается довольно резко на расстоянии нескольких километров (рис. 13, в). Зона перехода представляет собой крутую флексуру с амплитудой до 1—1,5 км (рис. 13, д, е), что вероятно, свидетельствует о ее глубинном заложении.

Группирование складок в Печорском бассейне хорошо заметно только в приуральской и припайхойской частях, где вырисовывается зона линейных складок. Вдоль восточного борта хр. Чернышева и южного борта поднятия Чернова локализуются соответственно группы брахиформных и куполообразных (мульдообразных) складок, а за хр. Чернышева предполагается зона моноклинальных структур. Как и в Донбассе, указанная смена зон происходит согласно с направлением уменьшения мощности угленосной формации, но в отличие от Донбасса максимальные размеры структур в плане не соответствуют максимальной мощности отложений. Наиболее крупные складки располагаются в зоне средних мощностей и относятся к типу брахискладок. Более определено направление одностороннего восточного стресса, фиксируемое по опрокидыванию к западу складок в зоне линейной складчатости.

Пермокарбоновая угленосная формация Кузнецкого бассейна залегает в геосинклинальном комплексе структур Алтае-Саянской системы герцинской складчатости. Развитые в центральной части бассейна юрские угленосные отложения располагаются в ярусе орогенных структур унаследованного мезозойского прогиба. На площади бассейна выделяются три системы складок: 1) продольная, ориентированная с северо-запада на юго-восток вдоль длинной оси бассейна и параллельно Салаиру; 2) диагональная, проходящая с юго-запада на северо-восток параллельно фронту Томь-Кольваньского надвига; 3) поперечная к продольной оси, проходящая в широтном направлении и образующая валообразные поднятия, разделяющие широкие юрские мульды.

Морфологические типы складчатых структур пермокарбоновой угленосной формации весьма разнообразны. В районах, непосредственно примыкающих к тектонически активным граничным складчатым системам — Салаиру и Томь-Кольваньской складчатой зоне, — развиваются линейные складки, дальше в глубь бассейна преобладают брахисинклинальные складки, у восточной и юго-восточной границ бассейна, вблизи Кузнецкого Алатау — моноклинальные структуры, осложненные интрузиями. Таким образом, в Кузнецком бассейне имеется ярко выраженная структурно-тектоническая зональность: от структур глубокого краевого прогиба по юго-западной и северо-западной окраинам к моноклинально залегающей, резко уменьшающейся в мощности толще угленосных отложений в районах, примыкающих к Кузнецкому Алатау. Последний в период пермокарбонового угленакопления представлял собой платформу или срединный массив. Зона линейных складок на границе с активными геоструктурными элементами наиболее четко выделяется в Бунгуро-Чумышском, Прокопьевско-Киселевском и Бачатском районах в присалаирской полосе.

В Бачатском районе угленосные отложения сохранились от эрозии в приосевой части карбонового синклинория, чешуеобразно зажатого среди девонских пород Салаира и простирающегося на 40—50 км при ширине 6—10 км. Угленосные отложения занимают осевую часть синклинория, простираясь полосой на 20—22 км при ширине 4—4,5 км. Мелкие удлиненные брахискладки синклинория сильно разбиты продольными взбросами и надвинуты одна на другую с юго-запада на северо-восток. Замки складок остроугольные, углы падения крыльев достигают 70—90°. Складки относятся к подобному и дисгармоничному типу с сильными раздувами пластов угля в замках (рис. 6, д). По сложности очертаний в плане и разрезе складки этого района приближаются к типу складчатости Горловского бассейна.

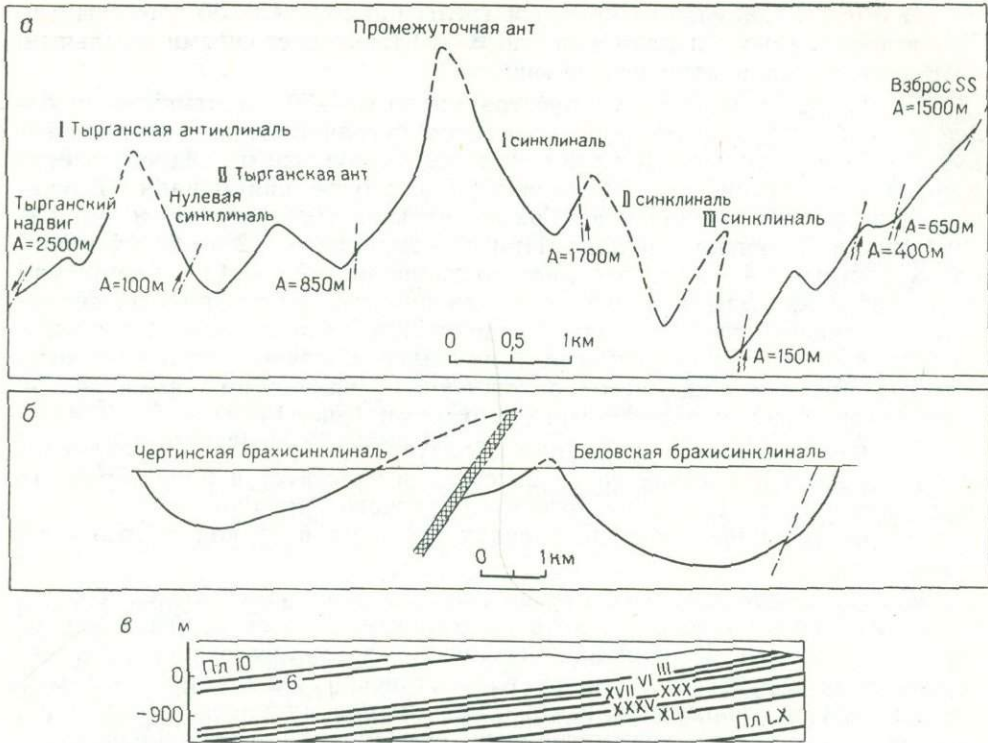


Рис. 14. Характерные сечения пликативных структур Кузнецкого бассейна:

а — реконструкция системы линейных складок Прокопьевско-Киселевского района до образования взбросов (указаны направления и амплитуды перемещения висячих крыльев взбросов, штриховые линии — эродированные части складок); б — гребневидная складчатость Беловского района, в — нарушенная мелкими взбросами (не выявляются в данном масштабе) моноклираль Томь-Усинского района

Расположенный восточнее Прокопьевско-Киселевский синклиниорий простирается на 56 км при ширине 5—6 км, осложнен рядом крутых синклиналей второго порядка, чешуеобразно надвинутых в северо-восточном направлении. Подобно Бачатскому району, складки имеют преимущественно остроугольные замки, но отличаются значительно большими размерами и меньшей нарушенностью разрывами. Размеры самых больших складок (так называемых нулевой, первой, третьей синклиналей) достигают 14—30 км по длине при ширине 1,5—2 км и амплитуде до 2—2,5 км (рис. 14, а). Углы падения пластов на крыльях достигают 50—80°, заметна асимметрия крыльев, но раздувы пластов в замках менее выражены, а складчатость носит чаще концентрический, чем подобный вид. По соотношению длины к ширине (от 7:1 до 15:1) складки следует отнести к линейному типу.

За пределами синклинория, на расстоянии более 10 км от Салаира остроугольные линейные складки исчезают и появляются удлиненные брахискладки с округлыми замками, преимущественно синклинали, так как по гребневидным антиклиналям проходят крупные разрывы, ограничивающие крупные тектонические чешуи. К этому типу относятся Беловская, Чертинская, Убинская синклинали Беловского района (рис. 14, б), Кильчигизская, Карагайлинская и другие синклинали Усатского района. Перечисленные складки протягиваются на 14—25 км при ширине от 3 до 5 км, т. е. имеют соотношение длинной и короткой оси в плане от 4:1 до 7:1. Амплитуда складок достигает 1—1,5 км. В поперечном сечении складки, как правило, резко асиммет-

ричны с преобладающими крутыми (углы наклона 45—50°, местами до 70°) юго-западными и пологими (до 5—10°) юго-восточными крыльями. Складчатость концентрического типа.

Еще далее к востоку на расстоянии до 35—70 км отмечаются более округлые брахисинклинали, заметно утрачивающие упорядоченную ориентировку осей. К таким типичным структурам следует отнести Кыргайскую, Усковскую, Ерунаковскую и другие синклинали Ерунаковского района, Ленинскую, Грамотеинскую, Дунаевскую и другие синклинали Ленинского района. При простирании от 12 до 25 км ширина их достигает 4—6 км, что дает соотношение 2:1—4:1. Амплитуда достигает 2 км. Замки округлые, сечение часто симметричное, складчатость концентрического вида. Разделяющие антиклинали более узки, но встречаются и куполовидные. Еще далее к югу и востоку развиты крупные моноклинали, часто осложненные надвигами, флексурами, внедрениями даек и пластовыми интрузиями (рис. 14, в).

Юрская угленосная формация образует три крупные унаследованные впадины в приосевой части бассейна и участвует в ряде крупных брахисинклиналей Ерунаковского и Ленинского районов, где отмечается унаследованное развитие древних структур в период мезозойской складчатости.

В Карагандинском бассейне выделяются две угленосные формации — карбоновая и юрская, которые характеризуются особыми структурными формами. Карбоновая угленосная формация относится к инверсионному структурному ярусу Казахстанской складчатой системы, и ее структуры сформировались в основном под влиянием герциевского орогенеза, образовав асимметричный синклинорий — тектоно-эрозционный фрагмент передового прогиба Джунгаро-Балхашской геосинклинали с пологим северным и крутым южным крыльями. Среди тектонических структур карбоновой формации бассейна в широком плане (включая Завьяловское, Самарское, Сокурское и Куучекинское месторождения) преобладают крупные короткие брахисинклинали и грабен-синклинали.

На основной западной площади бассейна выделяются две крупные брахисинклинали первого порядка — Карагандинская и Шерубайнуринская, с почти взаимно перпендикулярными длинными осями, простирющимися в субширотном и меридиональном направлениях. Эти синклинали имеют коробчатый вид и разделены сравнительно узкой сильно нарушенной Алабасской антиклиналью. Пологоволнистые днища основных синклиналей осложнены вторичными брахисинклиналями среднего размера. Последние разделены валобразными поднятиями или сбросами. Например, Тентекская, осложняющая Шерубайнуринскую, синклиналь представляет собой резко асимметричную брахискладку с глубиной погружения пластов угля до 3,5 км (см. рис. 16, г). Синклиналь простирается на 25 км при ширине 10—15 км. Она с запада и востока отделена крупными взбросами. Вторичные складки, особенно поднятия, развиты большим количеством средних и мелких взбросов.

Таким образом, в бассейне выделяются две системы складок: 1) субширотная, параллельная ограничивающему южному Акжарскому взбросу, и 2) меридиональная, параллельная Тентекскому и Майкудукскому разломам. К первой относятся Карагандинская синклиналь, Верхнесокурская грабен-синклиналь и вторичные синклиналь-мульды Дубовская, Карагогская и Колпакская, а к второй — Шерубайнуринская брахисинклиналь, Завьяловская, Самарская и Куучекинская грабен-синклинали, Тентекская и Дельдельская мульды. К первой же системе следует отнести и зону мелких линейных, опрокинутых на север

складок, осложняющих южные крылья упомянутых выше двух основных синклиналей перед фронтом Акжарского разлома (взброса).

В целом указанное расположение и особенности морфологии складок с учетом пологомоноклинального залегания пластов на северо-западном крыле Карагандинской синклинали (Промышленном участке) формируют зональность складчатых структур бассейна, заключающуюся в смене с юга на север линейных складок брахiformными, а затем моноклинальными структурами. Указанному направлению соответствует уменьшение первоначальной мощности всех свит от Джунгаро-Балхашской геосинклинали на юге к зоне каледонской стабилизации на севере. Линейные складки располагаются в зоне максимальных мощностей карбона. Укрупнение структур в бассейне совпадает с направлением уменьшения мощности отложений. Считается, что тектонические структуры карбона определяются в основном блоковыми подвижками фундамента (А. А. Костливец и др., 1973 г.). Однако структуры зоны линейных складок несут отчетливые признаки южного бокового стресса.

Угленосная юрская формация, залегающая со стратиграфическим перерывом на карбоне, образует пологие унаследованные впадины в центральных частях карбоновых синклиналей. Так, например, полностью выработанное в настоящее время Михайловское месторождение юрских бурых углей представляло собой очень пологую мульдообразную брахисинклиналь размером 5×4 км с падением пласта от 0 до 3° .

Угленосная формация Кизеловского бассейна входит в состав геосинклинального структурного яруса Уральской складчатой области. Она накапливалась в условиях малоподвижной внешней зоны прогиба и в значительной степени по своей литолого-фациальной характеристике и мощности осадков близка к платформенной формации Подмосковского бассейна. Складчатость же бассейна морфологически очень похожа на складчатость северной части центральных районов Донбасса: широкие удлиненные асимметрические брахисинклинали перемежаются с узкими гребнеобразными антиклиналями. Господствуют линейные синклинальные складки, к которым приурочены месторождения бассейна. Антиклинали нарушены взбросами и надвигами (см. рис. 18, в). Синклинали асимметричные с крутыми восточными крыльями (падение до $60-70^\circ$), среднего и мелкого размера. В плане оси складок несколько дугообразно выгнуты к западу, что вместе с указанной выше асимметричностью крыльев и восточным падением сместителей свидетельствует об общем надвигании пород при складчатости с востока на запад. В бассейне имеется одна продольная система складок, которые группируются большей частью параллельно.

Таким образом, комплекс пликативных и комбинированных структур бассейнов и месторождений, располагающихся в передовых (краевых) прогибах и их внешних зонах, характеризуется разнообразием линейных и брахискладок, среди которых преобладают крупные и средние асимметричные складки с различным наклоном слоев вплоть до крутого, сложной формы и с многочисленными тектоническими разрывами. Складчатость преимущественно параллельного типа с неизменяющейся мощностью участвующих слоев, за исключением бортов прогибов со стороны геосинклинали, на которых появляются внутрислоевые перемещения вещества при складчатости, особенно в мощных пластах.

Из числа бассейнов *промежуточного типа, приуроченных к унаследованным межгорным впадинам* средних по глубине прогибов, лучше других изучены структуры Минусинского и Улугхемского бассейнов. Угленосная формация Минусинского бассейна относится к инверсион-

ному структурному ярусу структур Алтае-Саянской складчатой системы. Месторождения бассейна представляют собой эрозионные останцы угленосных отложений в центральных частях унаследованных верхнепалеозойских впадин на фундаменте ранней каледонской складчатости. Морфологически они — простые чашеобразные и брахиформные (см. рис. 6, *и*) синклинали протяженностью (диаметром) до 25 км. Углы наклона пластов на бортах чашеобразных складок находятся большей частью в пределах 10—15°. На более крутых крыльях асимметричной Бейской брахисинклинали углы наклона достигают 30°. Погружение пластов угля в донных частях синклиналей до 2 км. Таким образом, их размеры соответствуют структурам крупной и средней величины. Следует отметить почти полное отсутствие вторичных складок, осложняющих залегание пластов, и лишь единичные тектонические разрывы небольших амплитуд. Разделяющие безугольные поднятия менее изучены. Судя по седловидным переходам между Черногорским, Изыхским и Бейским месторождениями, они, по-видимому, представляют собой еще более крупные куполовидные и валообразные структуры, возможно, осложненные тектоническими разрывами.

Угленосная юрская формация Улугхемского бассейна принадлежит орогенному структурному ярусу Алтае-Саянской складчатой системы. Бассейн представляет собой сложную крупную чашеобразную синклиналь размером 40×30 км с погружением пластов на несколько километров при их наклоне на бортах 15—20°. Северная часть этой основной структуры (рис. 15, *а*) осложнена вторичными преимущественно среднего размера брахискладками — синклиналями и антиклиналями. Последние, а также имеющиеся на бортах флексуры угасают к днищу основной структуры. Углы падения на крыльях этих еще недостаточно изученных структур достигают местами 80°. Тектонические разрывы не установлены.

На Ургальском месторождении Буреинского бассейна складчатость имеет коробчатый вид. Здесь распространены крупные и среднего размера удлиненные простые асимметричные коробчатые синклинали и валообразные антиклинали. Так, Ургальская синклиналь (рис. 15, *б*), в восточном крыле которой находятся поля действующих шахт, прослежена на протяжении 40 км при ширине до 7 км. Наклон пластов на этом крыле не превышает 15°, а на противоположном достигает 60°. Дополнительные осложняющие складки отсутствуют. Имеются лишь очень мелкие тектонические разрывы.

К этому же промежуточному типу угленосных формаций, по-видимому, следует отнести отложения Южно-Якутского бассейна, приуроченного к активизированному прогибу средних глубин в Алданском складчатом комплексе. На юге бассейн граничит с глубинным разломом древней складчатой зоны Станового хребта, к северу от которого проходит внешний прогиб интенсивно активизированной в мезозойское время древней платформы. По всей северной части бассейна угленосные отложения имеют моноклиальное, слабо наклонное (3—5°) на юг в сторону прогиба залегание, характерное для платформенного типа формаций. По южной окраине угленосные отложения сильно дислоцированы и собраны в крутые нарушенные складки. Между этими основными формами структур располагается сравнительно узкая и в значительной части нарушенная зона брахискладок, к которой приурочено крупнейшее в бассейне Нерюнгринское месторождение коксовых углей.

В целом для промежуточного типа угленосных формаций наиболее характерна гребневидная и куполовидная складчатость, чашеобразные короткие брахисинклинали и сравнительно широкие поля моноклиально залегающих пород.

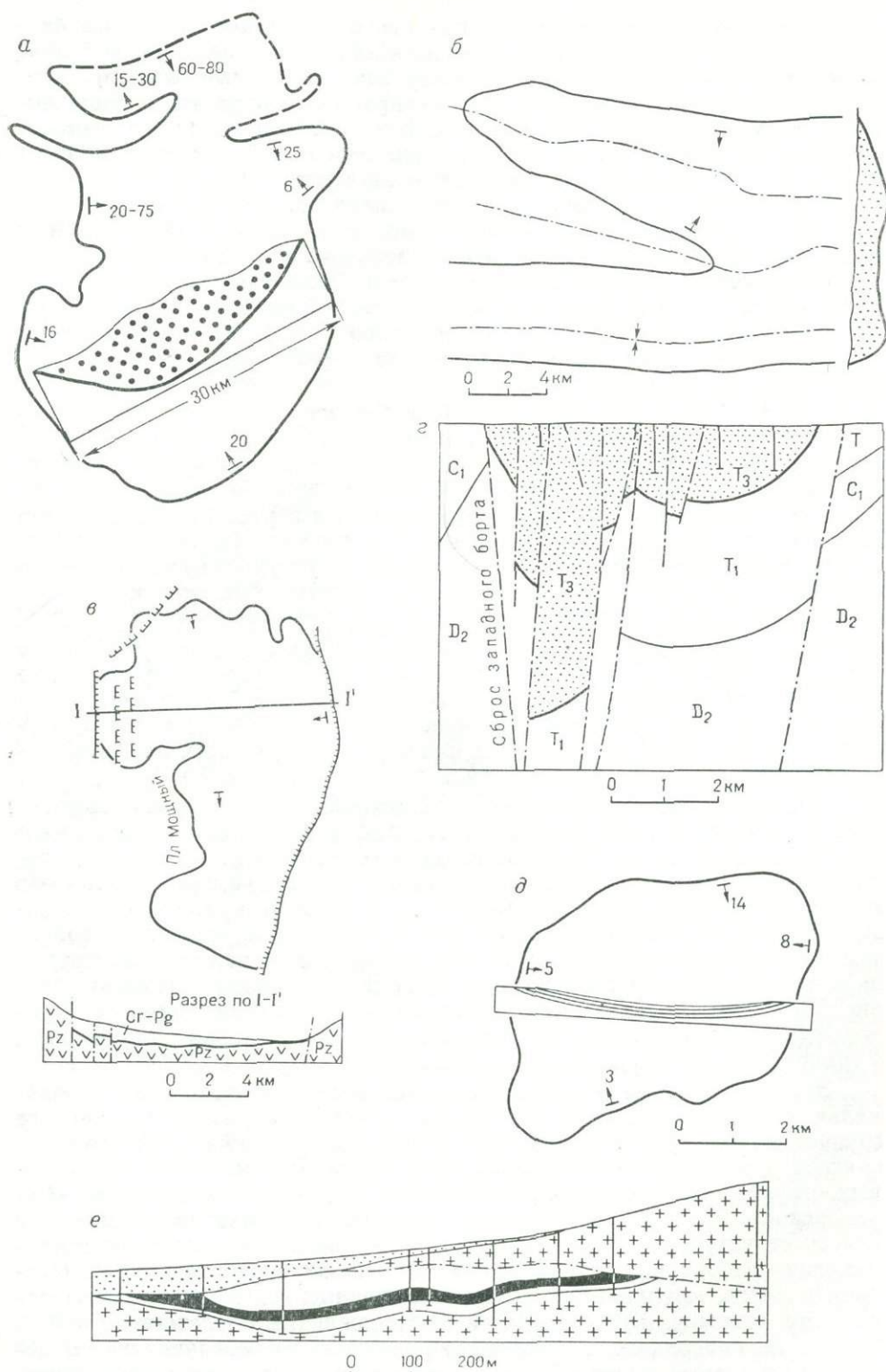


Рис. 15. Структуры бассейнов и месторождений промежуточного типа:

а — сложная брахисинклираль Улугхемского бассейна; б — Ургальская сложная брахисинклираль Буреннского бассейна; в — грабен Ангрэнского месторождения (план по контуру пласта Мощного и разрез); г — сечение сложного Челябинского грабена; д — чашеобразная синклираль Черновского месторождения; е — пологий надвиг изверженных пород фундамента на мощный пласт Никольского месторождения

Существенно отличаются от описанного комплекса структуры бассейнов и месторождений, приуроченных к *наложенным впадинам складчатых систем и постплатформенных орогенов*, которые мы считаем, в отличие от других авторов, наиболее правильно относить к промежуточному типу угленосных формаций. Все эти формации по тектоноструктурной принадлежности приурочены в основном к молодым активизированным платформам, возникшим на месте бывших геосинклиналей. Поэтому по глубине прогибов и характеру осадков они занимают как бы промежуточное положение между группами платформенных и краевых прогибов орогенного этапа развития. К этой группе нами отнесены бассейны: Челябинский, Тургайский, Угловский; месторождения Забайкалья, Средней Азии (кроме Узгенского бассейна), Волчанское и другие юрские месторождения центрального Урала, месторождения Аркагалинское, Артемовское, Шкотовское и Бикинское Дальнего Востока и Северо-Востока СССР.

Постформационные структуры Челябинского бассейна, как указывалось выше, в основном — унаследованные от структур конседиментационного периода представлены мелкими брахисинклиналями и куполовидными поднятиями, чрезвычайно интенсивно нарушенными несколькими системами разрывов (рис. 15, г, см. рис. 19, а). Характер складчатости обусловлен блоковыми движениями фундамента. Аналогичный характер имеют комбинированные структуры разведанного, но еще не эксплуатируемого Тургайского бассейна, отличающиеся несколько большими размерами и меньшей нарушенностью.

В наложенной Аркагалинской впадине имеются две угленосные комбинированные структуры, представляющие собой чрезвычайно сильно раздробленные брахисинклинали: Верхне-Аркагалинскую и Нижне-Аркагалинскую. Более изучена первая из них. Она имеет размер $1,5 \times 7$ км. Глубина залегания пластов в донной части не превышает 300—400 м, а углы наклона крыльев до 30° (см. рис. 19, б).

Месторождения Артемовское и Шкотовское в Приморье — средних размеров комбинированные отрицательные структуры с погружением пластов до 900—1000 м. Первое из них — односторонний грабен протяженностью около 20 км и шириной до 8 км, в котором пласты залегают моноκлиально под углом до $10\text{--}15^\circ$. По падению к граничному разрыву пласты расщепляются и выклиниваются, а вся угленосная толща замещается конгломератами, что свидетельствует о наличии синформационной структуры. Строение месторождений в целом блоковое (см. рис. 19, г). Шкотовское месторождение — грабен-синκлираль с продольным и поперечным короблением пластов, сильно нарушенных у граничного южного сброса (см. рис. 21, г).

Эксплуатируемые и детально разведанные месторождения Забайкалья по форме основной структуры можно подразделить на две группы: комбинированных структур типа грабен-синκлиналей (Букачачинское, Гусиноозерское, Никольское, Олонь-Шибирское) и пликативных структур типа простых (Черновское) и сложных синκлиналей (Харанорское). Размеры тех и других соответствуют среднему и мелкому классу структур. Букачачинское месторождение приурочено к одностороннему грабену и характеризуется моноκлиальным пологим залеганием пластов, выклинивающихся и замещенных конгломератами к граничному разрыву. Гусиноозерское месторождение представляет собой грабен, по продольной оси которого расположены чередующиеся пологие куполовидные и чашеобразные мелкие складки, разделенные тектоническими разрывами. В дополнительных складках наклон пластов местами достигает 60° . На залегающую в Никольском грабене угленос-

ную формацию по пологому надвигу средних размеров надвинуты изверженные породы основания (рис. 15, е).

Черновское месторождение имеет структуру весьма пологой чашеобразной синклинали размером 3×6 км с погружением пластов до 200 м в ее центре. Наклон крыльев в среднем $3-5^\circ$ местами до 14° . Тектонические разрывы отсутствуют (рис. 15, д). Харанорское месторождение имеет более сложную структуру в виде брахисинклинали с размерами 16×8 км, которая осложнена более мелкими куполовидными складками. Падение угольных пластов не превышает $10-15^\circ$.

Есть основания считать, что различный характер структур упомянутых групп месторождений Забайкалья связан с различной длительностью периода, прошедшего от консолидации складчатого фундамента месторождения до образования угленосной формации. Так, наиболее проста структура Черновского месторождения, где верхнеюрские — нижнемеловые угленосные отложения залегают на кембрийском фундаменте, подвергшемся ранней каледонской складчатости. Юрская угленосная формация других забайкальских месторождений, залегающая на аналогичном фундаменте (Никольское, Олонь-Шибирское и др.), образует значительно более интенсивные складки с углами падения пластов до 60° и поражена крупными разрывами, здесь встречены и внедрения интрузий (Никольское м-ние). Угленосные отложения Харанорского месторождения, имеющие нижнемеловой возраст, но залегающие на фундаменте, сформированном герцинской складчатостью, также интенсивно поражены тектоническими разрывами.

Среднеазиатские месторождения представляют собой отдельные средних размеров комбинированные структуры грабен-синклиналей и тектонических блоков, зажатых между более древними отложениями. Для них характерна большая нарушенность мелкими тектоническими разрывами. Пласты большей частью наклонены довольно круто — под углами до $30-40^\circ$. Синклинали осложнены мелкими брахискладками и флексурами. Более спокойными условиями залегания характеризуется наиболее крупное из эксплуатируемых месторождений Ангренское, относимое некоторыми авторами к типу платформенных (Ю. В. Станкевич, 1968 г.). Однако это месторождение представляет собой комбинированную структуру типа грабена, ограниченного по простиранию очень крупными сбросами с амплитудой более 2 км, по которому оно окружено высокими хребтами гор. Геоморфологически месторождение также представляет собой межгорную депрессию с абсолютными отметками от 900 до 1200 м. Угленосные отложения в грабене контактируют с зонами граничных сбросов и простираются на протяжении около 20 км при максимальной ширине 12 км (рис. 15, в). Залегание мощного пласта в грабене осложнено мелкими куполовидными складками, борта которых рассечены согласными сбросами и древними оползнями.

Волчанское, Веселовское и Богословское месторождения Среднего Урала — наложенные односторонние грабен-синклинали среднего и мелкого размера, на которые местами надвинуты породы герцинского фундамента, приведшие к короблению пластов и к многочисленным тектоническим разрывам.

Таким образом, для комплекса структур бассейнов и месторождений, приуроченных к наложенным впадинам складчатых систем платформенных орогенов, характерны средние и мелкие брахисинклинальные и чашеобразные комбинированные структуры, пораженные большим количеством тектонических разрывов типа сбросов, а иногда и надвигов. По-видимому, это обусловлено формированием структур за счет глыбовых движений фундамента.

Специфическая характерная черта комплексов структур большинства типов угленосных бассейнов и месторождений — преобладание синклиналей различного рода, что следует, видимо, объяснить указанным преобладанием отрицательных форм (прогибов, мульд, грабен-синклиналей) в первичном залегании угленосных формаций. Будучи исходными и расчленяясь в процессе складкообразования, синклинальные формы увеличиваются количественно и обуславливают сохранение месторождений угля, тем более что на антиклиналях последние часто уничтожаются. Этому способствует приуроченность большинства тектонических разрывов к антиклинальным складкам. Интенсивность складок увеличивается в указанном структурно-генетическом ряде непрерывно вплоть до бассейнов центральных зон складчатых систем.

Весьма четко прослеживается уменьшение размеров структур по мере повышения активности тектонических процессов вплоть до плоччатости и чешуеобразного залегания угленосных отложений в месторождениях срединных зон складчатых систем. Однако в подавляющем большинстве бассейнов и месторождений установлено наличие лишь тех типов складок, которые формируются в условиях сравнительной умеренной тектонической активности. В большинстве структурно-генетических типов бассейнов преобладают складки с наклоном крыльев в пределах до 45° . Степень сложности пликативных и комбинированных структур, которые встречаются на том или ином угольном месторождении, зависит в основном от геотектонического режима — типа прогиба и мощности угленосной формации, а также от положения в современной геотектонической структуре земной коры и среди структурных этажей. Определяя или прогнозируя комплекс структур месторождения, необходимо обязательно учитывать эти обстоятельства, так как, например, тектонические структуры верхних структурных этажей складчатых зон могут быть проще структур нижнего или среднего ярусов месторождений, расположенных на молодых платформах.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗРЫВЫ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Залегание угленосных отложений угольных бассейнов и месторождений осложнено многочисленными тектоническими разрывами. Обобщение имеющихся обширных фактических материалов по этим дизъюнктивным структурам затруднено отсутствием единой общесоюзной классификации их наименований и размеров. Нами принята следующая терминология основных морфологических типов тектонических разрывов.

Сброс — разрывное тектоническое нарушение, образующееся в условиях растяжения участка земной коры с вертикальным или наклонным (чаще круто падающим) сместителем. В результате сброса происходит разрыв толщи пород с опусканием висячего крыла относительно лежащего. Обычно сброс приводит к отсутствию пласта угля в некоторой полосе вдоль сместителя (зияние).

Взброс — разрывное тектоническое нарушение, образующееся в условиях сжатия, в результате которого происходит разрыв толщи пород и поднятие ее в висячем крыле нарушения по отношению к лежащему. Взброс приводит к перекрытию одноименных пластов по сместителю. Взбросами принято называть круто падающие разрывы с общим наклоном сместителя более 30° .

Надвиг — нарушение большой величины, образующееся аналогично взбросу, но имеющее полого падающий (менее 30°) сместитель. К надвигам отнесены и круто падающие на выходах нарушения, если их сместители выполаживаются на глубине (рис. 16, в). За мелкими и

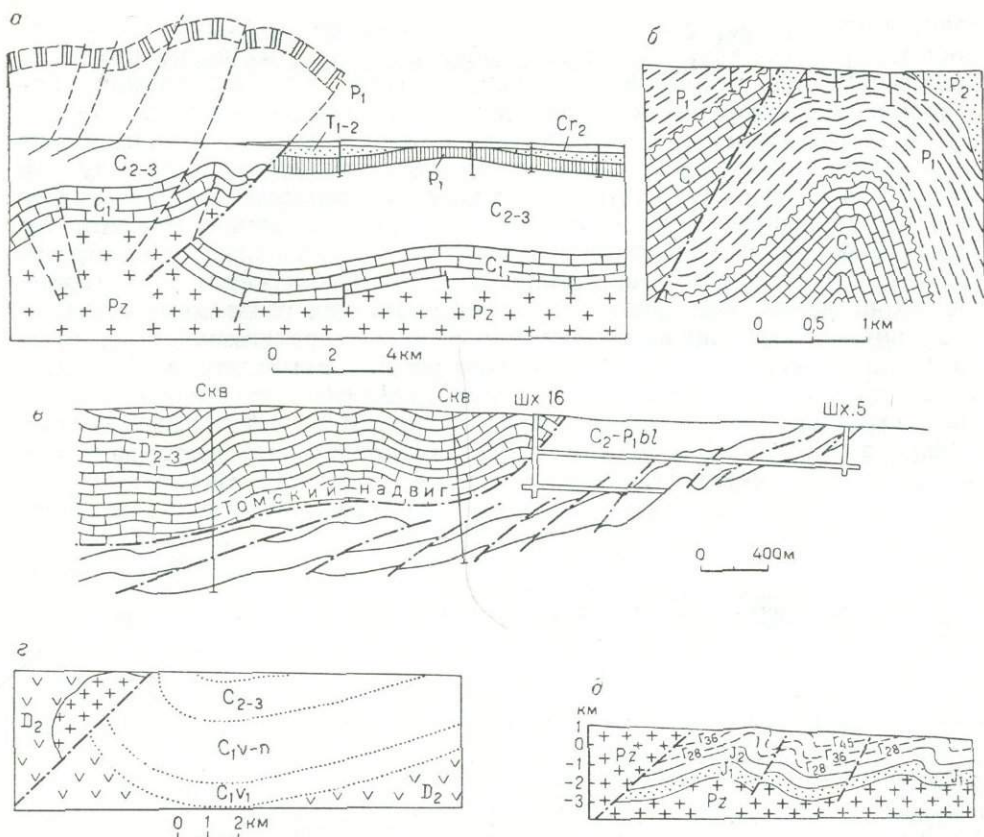


Рис. 16. Характерные геологические разрезы вкост простирания некоторых крупных и очень крупных разрывов:

а — Каменский надвиг в Донбассе; б — Алягынский взброс в Печорском бассейне (По В. И. Яцуку, 1972 г.); в — Томский надвиг в Кузбассе (По Л. А. Орлову, 1970 г.); г — Тентекский взброс в Караганде (По А. Бекману, 1966 г.); д — Основной надвиг гранито-гнейсов Станового хребта на угленосную юру Южно-Якутского бассейна (По И. С. Бредихину, 1962 г.)

очень мелкими полого падающими разрывами оставлено название взбросов.

Сдвиг — нарушение разрывного типа с горизонтальным перемещением блоков в его крыльях, без вертикальной составляющей.

Для полноты характеристики особенностей бассейнов и их групп по нарушенности тектоническими разрывами перечисленных основных типов крайне необходимо учитывать размеры последних, поскольку величина одиночного разрыва — едва ли не самый главный признак, влияющий на способ разведки и геолого-промышленную оценку месторождения.

Величина (масштаб) тектонического разрыва с достаточной полнотой характеризуется двумя основными показателями: протяженностью и амплитудой. Многими исследованиями в угольных бассейнах установлена прямая коррелятивная зависимость амплитуды от протяженности разрыва: разрывы большей протяженности имеют и большую амплитуду. При достаточном количестве данных обычно удается определить и коэффициенты корреляции. Например, для надвигов северной части Донбасса, имеющих протяженность от нескольких десятков километров до 350 км, соотношение между амплитудой и протяженностью находится в пределах 0,007—0,021. Поэтому для классификации доста-

точно было бы пользоваться одним параметром — либо протяженностью, либо амплитудой. Более удобно для этой цели пользоваться протяженностью разрывов — величиной, легче устанавливаемой при современном состоянии методов геологических исследований.

Опыт показывает, однако, что для наиболее полного использования имеющихся данных необходимо учитывать и амплитуду, поскольку еще часто разрывы бывают изучены с достаточной полнотой лишь в ограниченном числе пересечений (например, подсечение одной скважиной). По этой же причине удобнее пользоваться для классификаций стратиграфической амплитудой смещения. В угольных бассейнах и месторождениях встречена обширная гамма тектонических разрывов различных размеров — от тектонических трещин до таких, протяженность которых измеряется несколькими сотнями километров, а амплитуда — несколькими километрами. С учетом размеров классификационных параметров, рекомендуемых М. В. Гзовским (1954, 1963) и А. С. Забродиным (1969), для данного обобщения принята следующая классификация разрывов по размерам (табл. 48).

Таблица 48

Классификация разрывных структур угольных месторождений по размерам

Структуры	Протяженность, км	Стратиграфическая амплитуда, м
Очень крупные	Более 100	Более 1000
Крупные	10—100	100—1000
Средние	1—10	25—100
Мелкие	0,1—1	3—25
Очень мелкие	10—100 м	0,1—3
Тектонические трещины	Менее 10 м	Менее 0,1

Кроме морфологического типа и размерности тектонических разрывов большое значение при оценке их влияния на методику геолого-разведочных работ и на геолого-промышленную оценку месторождений угля оказывают такие особенности, как положение разрывов по отношению к контурам бассейна (краевые или внутрибассейновые), глубина распространения и отношение к угленосной формации (сквозные или внутренние, слепые, выходящие на поверхность или погребенные). Не менее важны соотношения разрывов со складчатостью вообще и с конкретными складками в частности. В этом смысле разрывы могут быть синхронными со складчатостью (пликатогенными) или наложенными, в том числе складкообразующими. Разрывы могут быть единичными, расположенными беспорядочно или сгруппированными в системы. В свою очередь системы нарушений чрезвычайно разнообразны по соотношениям между собой; для промышленной оценки особое значение имеет, кроме того, частота разрывов в системе.

Учитывая особую роль крупных разрывов, ограничивающих бассейны, целесообразно до рассмотрения характерных для выделенных структурно-тектонических групп бассейнов комплексов дизъюнктивных структур изложить имеющиеся данные по наиболее крупным тектоническим разрывам и по наблюдающимся в бассейнах типам систем разрывов.

Морфология, положение и структурное значение тектонических разрывов класса очень крупных и крупных

Очень крупные и крупные разрывы оказывают заметное влияние на формирование всех прочих тектонических структур месторождений и даже целых бассейнов. Следует отметить, однако, что хотя тектонические разрывы этих классов крупности обычно принимаются в качестве границ не только шахтных полей, но и углепромышленных районов, при разведке устанавливается лишь пространственное положение разрыва, без детального изучения его морфологии. Не благоприятствует накоплению данных о разрывах этого класса и еще сравнительно небольшая глубина разведки, редко выходящая за пределы первых сотен метров. В большинстве случаев имеются лишь сведения о протяженности разрывов, их приблизительной стратиграфической амплитуде на выходе, но отсутствуют данные о форме и характере сместителей и изменениях амплитуды на глубине. Тем большую ценность в этих условиях представляют имеющиеся в небольшом числе количественные характеристики отдельных разрывов. Некоторые наиболее представительные данные сведены в табл. 49, а характерные геологические разрезы см. на рис. 16.

Как видно из приведенных в табл. 49 данных, среди крупнейших разрывов в угольных бассейнах установлены сбросы, взбросы и надви-

Таблица 49

Характеристика некоторых очень крупных и крупных тектонических разрывов

Бассейны	Наименование, морфологический тип разрыва	Структурное положение на площади бассейна	Основные параметры			
			протяженность, км	стратиграфическая амплитуда, м	угол наклона сместителя, °	мощность зоны дробления, м
Донецкий	Марьевский надвиг	Внутрибассейновый	250	1850	60—20	330
	Каменский надвиг	То же	Более 203	3500	25—30	600
	Ильичевский надвиг	"	100	1240	65—0	100
	Северо-Донецкий надвиг	"	70	1480	77—25	59
	Краснорецкий сброс	"	Более 220	200	58	—
Кузнецкий	Томский надвиг	Краевой	150	3000	70—15	200
	Тырганский взброс	"	225	2500	80—70	—
Печорский	Янейвисский взброс	Внутрибассейновый	200	4000	Крутой	—
	Аячягинский взброс	То же	50	4000	"	—
Карагандинский	Тентекский взброс	Краевой	60	5000	Крутой	—
	Шерубайнуринский взброс	Внутрибассейновый	40	600	45	—
	Майкудукский разлом	Краевой	60	3500	Крутой	—
	Южно-Акжарский разлом	"	50	1000 (?)	"	—
Челябинский	Сброс западного борта	"	120	4000	"	—
Южно-Якутский	Основной надвиг	"	250	3000	70—15	—

ги, сведения о наличии сдвигов отсутствуют. В ряде случаев очень крупные тектонические разрывы еще недостаточно изучены, чтобы отнести их к определенному морфологическому типу, и в литературе они нередко называются обобщенным термином «разлом».

Наиболее крупные тектонические разрывы, как правило, ограничивают месторождения и бассейны в целом. Таковы Манычский разлом (южная граница Донбасса), Томский надвиг и Тырганский взброс (западная и северо-западная границы Кузбасса), сброс западного борта Челябинского грабена, Тентекский взброс на западной границе Карагандинского бассейна, краевые сбросы Ангреноского грабена и т. д. Однако очень крупными могут быть и внутрибассейновые разрывы, такие, как Янейвисский взброс в Печорском бассейне, Марьевский, Северо-Донецкий и другие надвиги и сбросы в Донбассе, ряд взбросов на западной окраине Кузбасса и т. п. Наличие подобных внутрибассейновых разрывов наиболее характерно для геосинклинальных бассейнов.

По соотношениям с угленосными формациями бассейнов большинство очень крупных и крупных тектонических разрывов, по-видимому, сквозные, т. е. полностью их пересекают и уходят в подстилающие отложения. Однако встречаются и внутренние разрывы, угасающие на глубине в пределах угленосной формации или в пределах структурного яруса осадочных отложений, к которому принадлежит данная формация.

В плане для выходов сместителей очень крупных и крупных надвигов и взбросов характерны дугообразные и зигзагообразные очертания с центрами кривизны со стороны тектонически активного элемента рамы бассейна. Эта тенденция особенно сильно проявилась в Кузбассе (рис. 17, а). В других случаях центр кривизны расположен со стороны более устойчивого элемента рамы бассейна, на который надвигались массы внутренней части бассейна, что, например, имеет место по северной окраине Донбасса (рис. 17, б). В тех и других случаях максимальный прогиб кривой выхода сместителя обычно имеет место в средней части его простирания. К этой же части простирания приурочены и максимальные амплитуды разрыва и смещения пород.

Сместители надвигов характеризуются изменчивым наклоном. В тех случаях, когда надвиг имеет согласный характер (например, большинство внутрибассейновых донецких надвигов), установлено выполаживание сместителей с глубиной от 60—70 до 25—30°. Установлено, что сместитель краевого Томского надвига в Кузбассе также с глубиной выполаживается. Поэтому возможно, что многие из крупных и внутрибассейновых тектонических разрывов, считающихся ныне по результатам неглубокой разведки взбросами, могут перейти на глубине в надвиги.

Выходы сместителей очень крупных и крупных сбросов, в противоположность надвигам, как правило, имеют более прямолинейный характер, если не смещены более поздними тектоническими процессами. Значительного выполаживания сместителей сбросов на достигнутой разведкой глубине (800—1000 м) не отмечено. Сместители описываемого класса разрывов большей частью круто падающие (45—85°). Крупные и очень крупные тектонические разрывы, в особенности взбросы и надвиги, как правило, сопровождаются зонами нарушенных пород различной степени дробления — от мелкой брекчии до глыб и чешуй. Образование чешуй особенно характерно для надвигов и взбросов (рис. 18).

Для сместителей крупных и очень крупных надвигов также весьма характерно разветвление с отщеплением разрывов меньшей амплитуды как по простиранию, так и по восстанию. Отщепления и разветвления

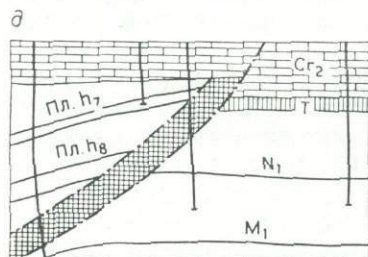
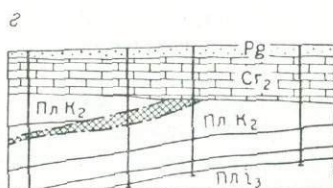
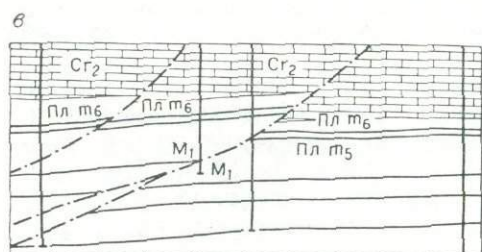
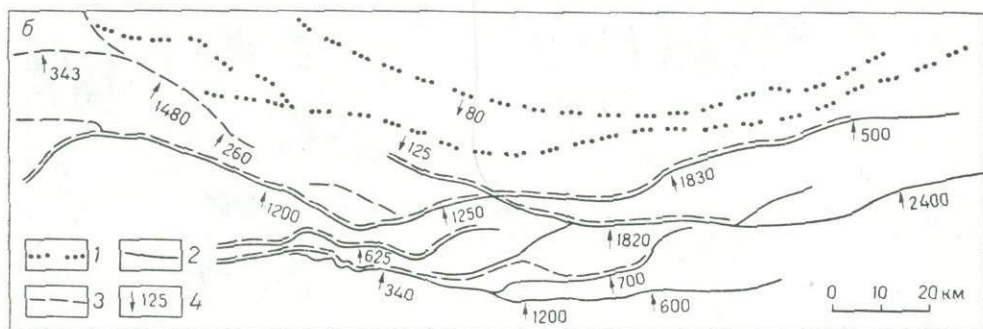
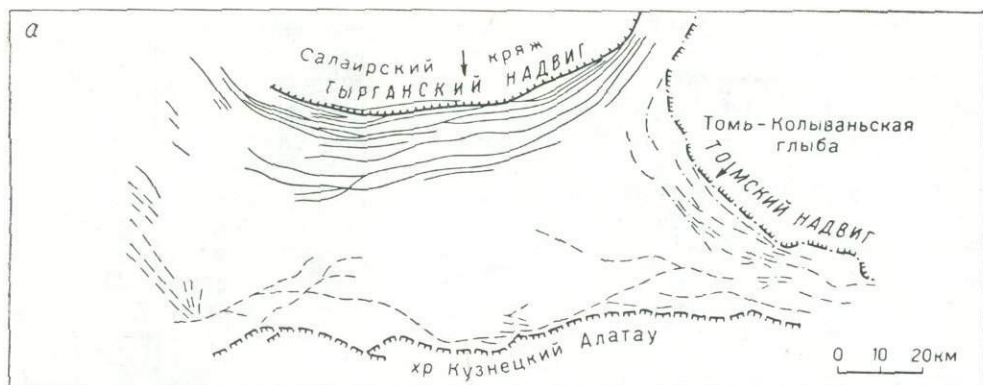


Рис. 17. Системы крупных разрывов:

a — Кузнецкий бассейн (сплошные линии — Салаирская система, штрих-пунктирные — Томь-Колыванская, штриховые — Алатауская); *б* — схема расположения разновозрастных надвигов северной части Донбасса: 1 — дотриасовые конседиментационные сбросы (герцинские), 2 — герцинские (или киммерийские) надвиги, 3 — ларамийские и обновившиеся в ларамийскую фазу древние надвиги, 4 — направление и амплитуда смещения в м; *в* — молодой Алмазный надвиг на поле шх. Луганской I, *г* — древний погребенный Ильичевский надвиг на поле шх. Самсоновская-Западная; *д* — древний обновившийся надвиг Марьевский на уч. Новосветловском

по простиранию обычно происходят при более или менее резких изменениях азимута простирания основного сместителя или в порядке затухания основного разрыва (см. рис. 17, 18). Очень характерно также разветвление сместителей по восставанию, что можно объяснить снижением гравитационной нагрузки и растрескиванием приповерхностной части осадочных отложений бассейнов при воздымании висячего крыла разрыва.

Особого внимания заслуживает вопрос о глубинности крупных и очень крупных разрывов. В этом отношении кроме глубинных геофизических исследований весьма ценные данные представляют сопостав-

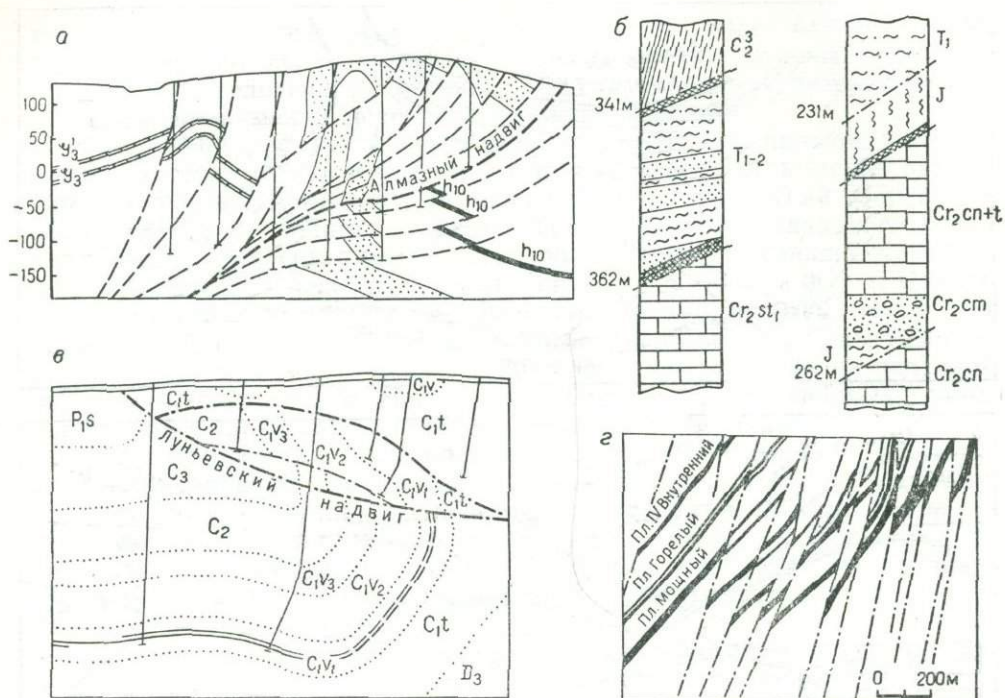


Рис. 18. Примеры чешуйчатого строения зон дробления некоторых надвигов и взбросов:

a — Алмазный надвиг Донбасса (по М. С. Шевченко, 1970 г.); *б* — чередование разновозрастных отложений в скважинах, пересекающих Северодонецкий надвиг Донбасса; *в* — Луньевский надвиг Кизеловского бассейна; *г* — чешуи западной части Бачатского месторождения Кузбасса

ления амплитуд при пересечении разрывов на различной глубине скважинами и горными выработками. Наиболее многочисленные данные такого рода получены в Донецком бассейне, где в последнее время пробурено большое число скважин до глубин от 1,5 до 3—3,5 км. При этом с большой точностью определены изменения с глубиной амплитуд крупных и очень крупных надвигов, проходящих в северной части Донбасса: Каменского, Марьевского, Ильичевского, Северо-Донецкого и Алмазного. По 21 разведочной линии получены двойные и тройные пересечения сместителей на глубинах до 1200 м. Во всех этих пересечениях установлено уменьшение амплитуды надвигов с глубиной. Среднее уменьшение амплитуды различных надвигов 0,11—0,44 м на каждый метр увеличения глубины подсечения. Рассчитанная по градиенту уменьшения амплитуды глубина угасания надвигов, как правило, меньше мощности осадочных отложений, и только по восточной части простирания Каменского надвига она превышает эту мощность. В 1970 г. аналогичное явление установлено работами треста «Артемгеология» в крупном Самарском надвиге, расположенном в юго-западной части бассейна.

Одновременно с этим выяснено, что амплитуда крупнейших внутривыбросов северной окраины Донбасса — Краснорецкого и Васильевского с глубиной увеличивается. Так, например, амплитуда Краснорецкого сброса увеличивается на 0,06—0,1 м на метр увеличения глубины, что дает расчетную амплитуду смещения поверхности кристаллического основания порядка 250—300 м. В последнее время выявлен конседиментационный характер некоторых сбросов Воркутского месторождения Печорского бассейна, относящихся к классу средних по величине (Родионов, 1970). Поэтому, очевидно, следует весьма

осторожно относиться к традиционным представлениям о независимости от глубины амплитуд всех крупных разрывов.

Некоторые выявленные в бассейнах очень крупные тектонические разрывы, вероятно, должны быть отнесены к типу глубинных разломов, например Манычский разлом в Донбассе. Однако в большинстве случаев даже краевые наиболее крупные сквозные разрывы не имеют типичных признаков глубинных разломов земной коры. Так, к ним не только не приурочено широкое проявление магматизма, но часто с ним не связываются вообще какие-либо конкретные интрузивы или эффузивы. По внутрибассейновым разрывам этого класса не отмечаются резкие фациальные изменения осадочных формаций. Это позволяет считать, что сквозные краевые и внутрибассейновые разрывы типа взбросов и надвигов, как правило, формировались после отложения угленосных формаций. Краевые сбросы грабенов (например, Челябинского бассейна и месторождений Средней Азии, Забайкалья и Приморья) имеют существенно иную историю формирования, они заложены до осадконакопления и активно влияли на образование угленосной формации.

Системы тектонических разрывов

Встречающиеся в угленосных бассейнах системы тектонических разрывов по взаимному их расположению подразделяются в основном на параллельные и непараллельные. Среди последних выделяются два типа: разветвляющиеся и радиальные. В параллельных системах разрывы имеют примерно одинаковый азимут простирания, в разветвляющихся — разрывы последовательно отходят от какого-либо одного более крупного сместителя. Совокупность разрывов радиальной системы расположена в плане как бы выходящей из одной точки или сходящейся к ней.

Наиболее распространены в угольных бассейнах и на месторождениях системы параллельного вида, довольно часто встречаются разветвляющиеся системы и реже радиальные. По охвату площади параллельные системы могут быть как общепараллельными, так и местными. Разветвляющиеся и радиальные системы большей частью местные, охватывающие часть месторождения. Перечисленные системы существенно различаются и по величине разрывов: параллельные системы могут состоять из разрывов любого класса величины, разветвляющиеся системы включают один более крупный разрыв и подчиненные ему менее крупные, а радиальные системы, как правило, состоят из средних и мелких разрывов. Система крупных параллельных разрывов может придать чешуеобразное залегание угленосным отложениям.

При выделении систем параллельных разрывов обычно учитывается не только азимут простирания, но и направление падения сместителей. Например, при наличии большого количества одинаково простиранных, но противоположно наклонных разрывов могут быть выделены две их параллельные системы (рис. 19, в, г). Данный тип систем обычно состоит из морфологически однотипных разрывов, например, в Челябинском бассейне наблюдаются системы сбросов (рис. 19, а), а в Кузнецком — системы взбросов (рис. 18, г). При выделении радиальных и расходящихся систем азимут наклона разрывов не учитывается. Системы могут состоять также из совокупности морфологически различных типов разрывов (например, сбросы и надвиги, см. рис. 21, а).

Бассейны весьма существенно различаются по степени группирования разрывов и количеству (множественности) их систем. Особенно сложное строение бассейнов и месторождений характеризуется множе-

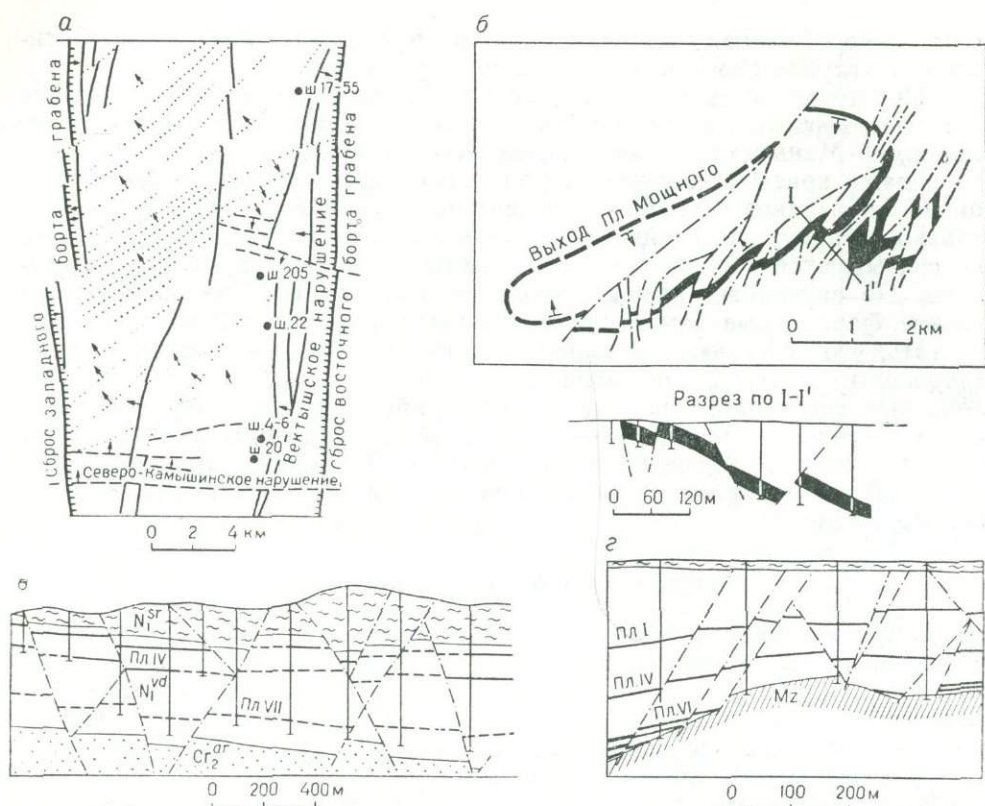


Рис. 19. Примеры параллельных систем тектонических разрывов:

а — три разновозрастные системы разрывов Копейского района Челябинского бассейна; б — участок Тал-Юрях Аркагалинского месторождения (по Ю. П. Пензину, 1971 г.); в — две пересекающиеся параллельные системы сбросов Мгачинского месторождения о. Сахалин (по Н. Г. Яцуре, 1962 г.); г — сбросы Артемовского месторождения в Приморье (по О. В. Миляевой, 1954 г.)

ственностью систем разрывов. Чрезвычайно существенно, что множественные системы, как правило, бывают неоднородными в отношении морфологических типов или по пространственной ориентировке разрывов. Например, в Красноармейском районе Донбасса наблюдается комбинация трех систем: меридиональных надвигов, таких же сбросов и субширотных сбросов, пересекающих эти надвиги (см. рис. 21, д). К тому же часть меридиональных сбросов образует дополнительную разветвленную систему в зоне угасания Криворожско-Павловского сброса. Сложная сеть разрывов в данном случае привела к отрицательной промысловой оценке участка наложения последней системы на систему Самарского надвига. Но даже если множественные пересекающиеся системы относятся к типу параллельных и представлены морфологически однородными нарушениями, они весьма затрудняют разведку и освоение месторождений. Примером может служить Челябинский бассейн с указанными тремя системами сбросов.

Множественность систем тектонических нарушений — еще не безусловное доказательство одновременности их образования. Во-первых, разрывы одной системы могут плавно переходить в разрывы другой системы, как это, например, отмечается в Карагандинском бассейне. Во-вторых, в ограниченных крупных тектонических разрывах блока часто развивается несколько перекрещивающихся взаимосвязанных одновременно образовавшихся систем разрывов, которые не пересекают граничные разрывы (рис. 20).

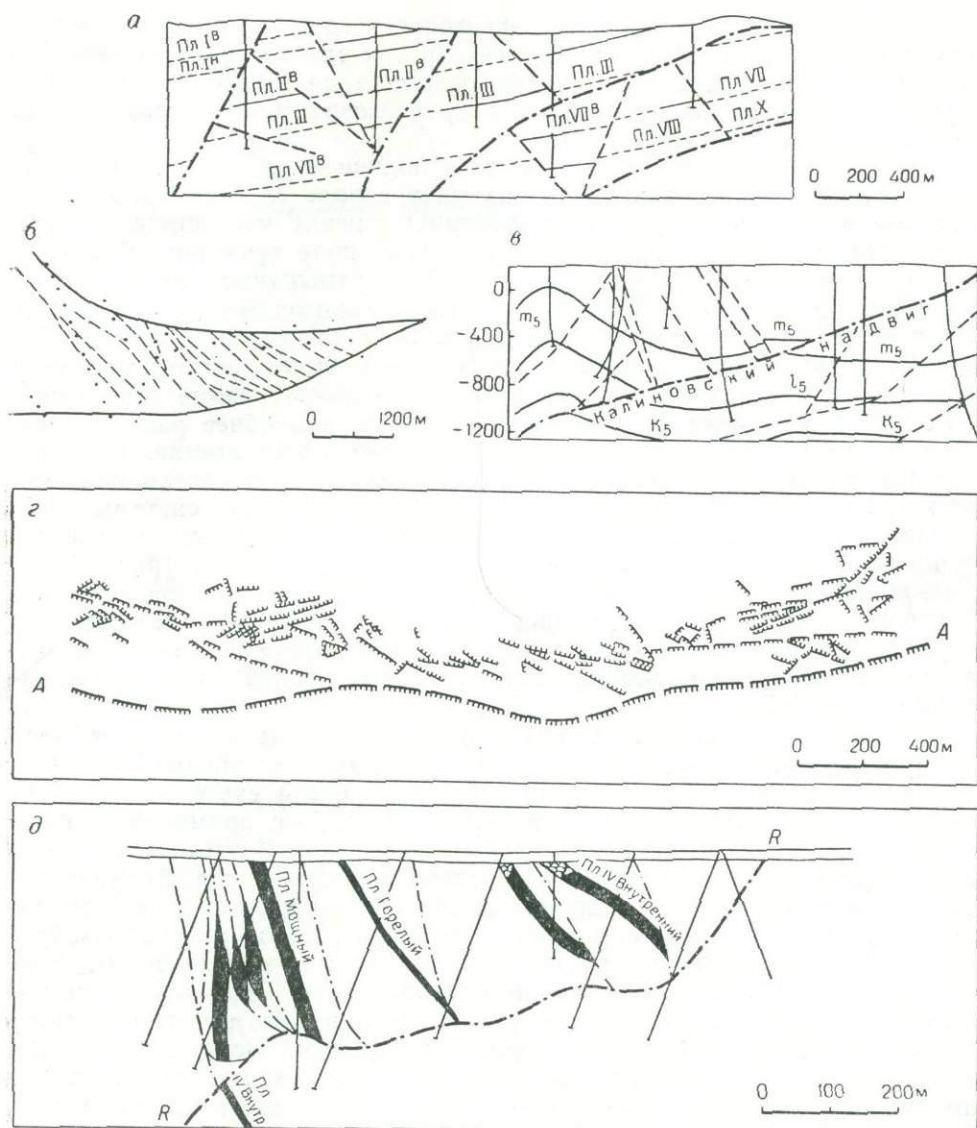


Рис. 20. Системы внутриблоковых подчиненных разрывов:

а — основные (штрих-пунктир) и внутриблоковые (штрих) сбросы на участке 24 Углегорского месторождения о. Сахалин; б — система ступенчатых сбросов Центрального грабена поля шх. 4 Воргашорского месторождения Печорского бассейна; в — взбросы висячего крыла Калиновского надвига (Алмазный район Донбасса); г — малоамплитудные тектонические разрывы в лежащем крыле взброса А—А на поле шх. им. Калинина (Кузбасс); д — система разрывов в висячем крыле крупного взброса R—R на Южно-Абинском участке Кузбасса

При пересечении простираний разрывов свидетельством разновре-
менности их образования может служить закономерное одностороннее
смещение разрывов одной системы разрывами другой системы. Такое
смещение имеет место, например, в Челябинском бассейне, где попе-
речные сдвиги киммерийского возраста смещают более древние герцин-
ские продольные разломы бортов грабена и в свою очередь смещаются
еще более молодыми альпийскими диагональными сбросами (см.
рис. 19, а), что придает залеганию угольных пластов весьма сложный
мелкоблоковый характер с расстоянием между параллельными сбросами
150—200 м. Однако следует отметить весьма ограниченное коли-

чество достоверно установленных фактов такого закономерного смещения одних разрывов другими. Во всех других случаях одновременность или разновременность образования разрывов достоверно может быть доказана лишь их соотношениями с разновозрастными комплексами пород (см. рис. 17, в, г, д).

Имеющие большей частью местное подчиненное значение системы радиальных и разветвляющихся разрывов в ряде случаев решающим образом влияют на геолого-промышленную оценку месторождения или его части. Так, например, крупное шахтное поле (участок Дзержинский) с ценными коксующимися углями на замыкания Главной антиклинали Донбасса (рис. 21, а) оказалось непригодным для освоения из-за сильного развития системы радиальных разрывов.

Большое геолого-промышленное значение имеет частота разрывов в системах, так как это обстоятельство определяет размер ненарушенного блока угольного пласта. Данный вопрос подробнее рассматривается в главе о горно-геологических факторах эксплуатации. Расположение тектонических разрывов в виде упорядоченных систем объясняется общностью их генезиса. Так, разветвляющиеся системы, как правило, образуются при резких изменениях простирания и в зонах угасания тектонических разрывов более крупного класса (рис. 21, в). Радиальные разрывы обычно связаны с формированием брахискладок и периклиналей линейных складок. Что же касается широкого распространения параллельных систем, то этот факт следует связать с преобладающей ориентированностью тектонических усилий при формировании структур.

Привлекает внимание территориальная близость систем разрывов меньшего ранга размерности к очень крупным и крупным разрывам аналогичного направления. Особенно часто такими системами сопровождаются краевые разрывы, что хорошо видно на примерах Кузнецкого, Карагандинского и Челябинского бассейнов. В Печорском бассейне подобными соотношениями отличаются Аячягинский, Янейвиский и некоторые другие внутрибассейновые разрывы, ограничивающие крупные горстовые структуры с выходами пород основания бассейна. Все перечисленные разрывы по отношению к угленосным формациям сквозные уходят в фундамент бассейнов. Пораженные системами разрывов площади обычно располагаются асимметрично и даже односторонне по отношению к крупным разрывам. По-видимому, указанная активность сквозных разрывов в формировании подчиненных им систем объясняется единством тектонических процессов, приводящих к образованию как тех, так и других.

В результате тектонических движений на инверсной стадии развития бассейнов при наличии соответствующей геотектонической обстановки по их периферии со стороны активного элемента рамы образуются новые крупные разломы (взбросы, надвиги) или возобновляются ранее существовавшие в фундаменте (сбросы). При этом образуются целые системы крупных разрывов, захватывающие полосу вдоль первичного контура угленакопления, в чем, по-видимому, проявляется воздействие глубинных разломов земной коры.

В случае преобладания тангенциальных усилий, приводящих к надвиганию периферических частей площади угленакопления или массивов рамы бассейна на внутренние его районы, часть площади угленакопления, расположенная в тылу наиболее крупного взброса (надвига), приподнимается и подвергается полной денудации, этот разрыв определяет современную тектоническую границу бассейна. Сместитель данного крупного разрыва имеет значение поверхности напорного фронта, сминающего перед собой угленосные отложения в складки с

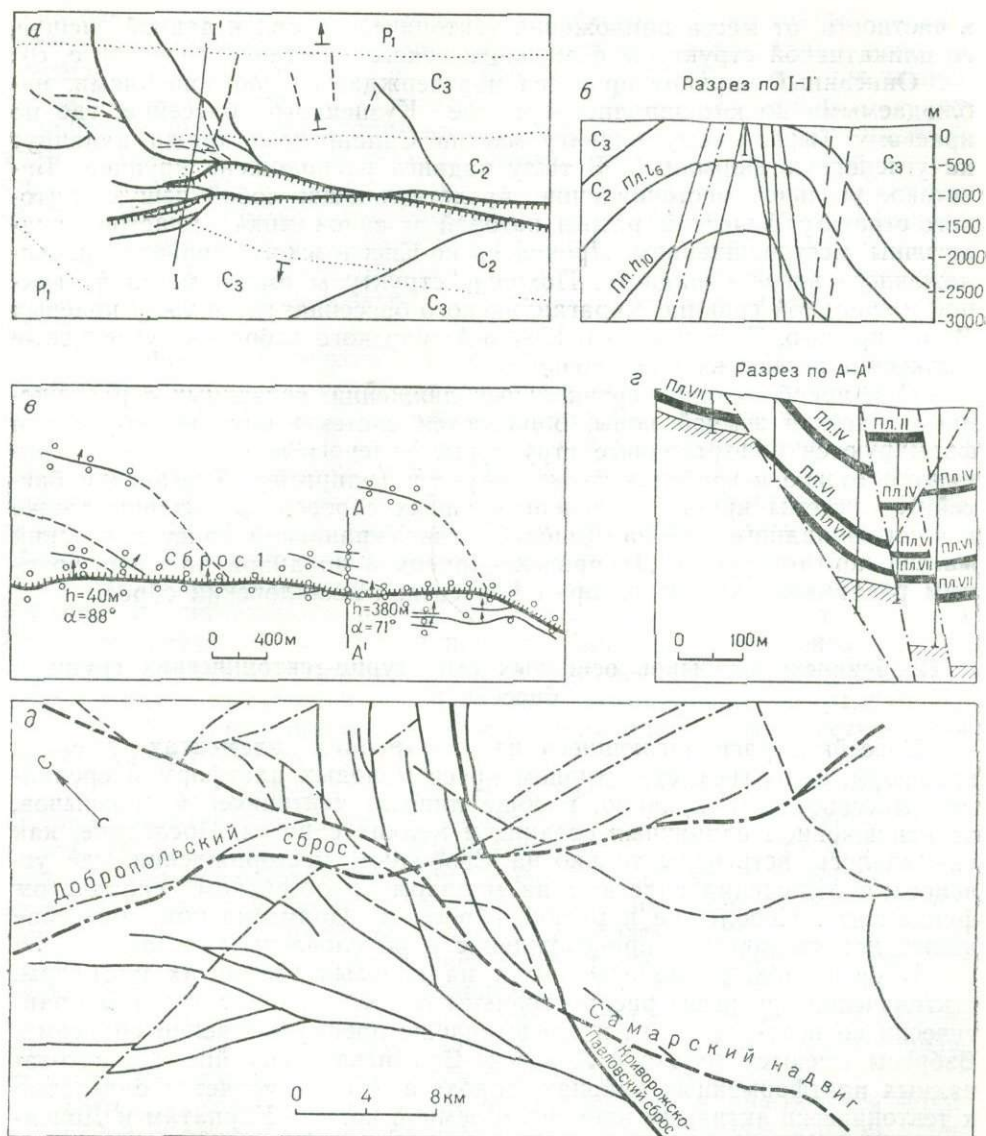


Рис. 21. Основные типы непараллельных систем тектонических разрывов:

а, б — апофизная (разветвляющаяся) система Основного надвига, переходящая в радиальную на западном замыкании Главной антиклинали Донбасса (сплошные линии — взбросы, штриховые — сбросы); в, г — апофизная система сбросов (односторонних) Шкотовского месторождения в Приморье; д — сложная комбинация трех разветвляющихся систем в Красноармейском районе Донбасса (сплошные линии — система Криворожско-Павловского сброса, штриховые — система Самарского надвига, штрих-пунктирные — система Добропольского сброса)

дополнительными разрывами. Впереди фронта в угленосных отложениях образуются чешуи, разделенные крупными взбросами и надвигами, как сквозными, так и внутренними, связанными со складчатыми структурами, имеющими в данном случае линейную форму. Важно отметить, что в пределах таких чешуй развиваются собственные дополнительные системы разрывов меньшего ранга, не пересекающие чешуеобразных разрывов. Эти последние системы не обязательно параллельны крупным разрывам, они могут быть ориентированы диагонально и в других направлениях, что зависит от ряда местных обстоятельств и,

в частности, от места приложения тектонических сил к данной чешуе, ее *пликативной* структуры и литологического состава (рис. 20, г, д).

Описанный вариант процесса подтверждается соотношениями, наблюдаемыми по юго-западной границе Кузнецкого бассейна, где по краевому Тырганскому надвигу массив Салаирского кряжа надвинут на угленосную формацию. В тылу надвига расположено крупное Бачатское угольное месторождение, представляющее собой чешую, литолого-стратиграфический разрез которой и синонимика пластов аналогичны месторождениям Прокопьевско-Киселевского района, расположенного впереди надвига. Похожие структуры имели место на южной и западной границе Карагандинского бассейна, где в тылу краевых Джалаирского, Тентекского и Южно-Акжарского взбросов угленосные отложения полностью эродированы.

При преобладании вертикальных движений, связанных с растяжением участков земной коры, образуются системы крупных сбросов и формируются рифтрамповые структуры. Угленосные отложения сохраняются только в грабенах таких структур (например, Тургайский бассейн). Системы крупных и очень крупных сбросов характерны также для юго-западного района Донбасса, где Украинский кристаллический массив контактирует с Днепровско-Донецкой впадиной по очень крупным разломам, один из которых Юрьевско-Михайловский сброс.

Особенности разрывов основных структурно-тектонических групп бассейнов

Бассейны, располагающиеся на внутренних элементах древних платформ, в верхнем структурном ярусе молодых платформ и срединных массивов, как правило, вообще лишены тектонических разрывов, за исключением единичных средних и мелких сбросов. Последние, как указывалось, встречены только на Свободном месторождении, где угленосные отложения залегают на молодом мезозойском складчатом фундаменте. Небольшие и редкие сбросы в Подмосковном бассейне имеют нетектоническое происхождение и обусловлены карстами.

В бассейнах, располагающихся на краевых элементах платформ, тектонические разрывы распространены более широко, встречены практически во всех бассейнах и представлены преимущественно сбросами. Взбросы имеются только в Львовско-Волынском бассейне и в юго-западных платформенных районах Донбасса, что объясняется близостью к тектонически активным элементам земной коры — Карпатам и Донецкому прогибу, создававшим боковые стрессы. Наряду с одиночными в этой группе отмечаются множественные разрывы, образующие системы ориентированные, как правило, параллельно краевым крупным сбросам (Северный сброс и Львовский взброс Львовско-Волынского бассейна) либо параллельно границе платформы с краевыми прогибами (северные районы Донбасса). Сбросы преимущественно сквозные и наложенные, отражающие глыбовые подвижки фундамента при складкообразовании в соседних складчатых областях.

В бассейнах соленосных областей распространены преимущественно краевые конседиментационные сбросы, образующие границы компенсационных впадин и определяющие площадь углеобразования. Таким образом, для платформенного типа бассейнов характерна в общем слабая дизъюнктивная нарушенность угленосных отложений. Исключения — месторождения Норильского района Тунгусского бассейна, где наблюдается интенсивная сбросовая нарушенность, связанная с общим трапповым вулканизмом на Сибирской платформе.

Совершенно другой характер имеет дизъюнктивная тектоника бассейнов геосинклинального типа, для которых характерна высокая степень нарушенности разрывами. Особенно сильно эти нарушения проявляются в бассейнах, располагающихся в центральных зонах складчатых систем. Большинство таких бассейнов и месторождений вообще представляют собой ограниченные крупными разрывами тектонические останцы в форме чешуй (месторождения Полтаво-Брединского района, Горловского бассейна); блоков среди изверженных пород (месторождения Егоршино-Каменского и Омсукчанского районов, Партизанского бассейна); грабенов и раздробленных синклинальных структур (месторождения о. Сахалин, Кавказа, Северо-Востока СССР).

В группе чешуеобразных месторождений подавляющее большинство выявленных разрывов относится к взбросам и отчасти к надвигам, образовавшимся после складчатости угленосных отложений и, по-видимому, после внедрения в эти отложения изверженных пород, так как последние ими также смещаются. В группе месторождений, представляющих собой тектонические глыбы, разрывы морфологически более разнообразны: наряду с преобладающими взбросами здесь встречаются сбросы. Те и другие преимущественно средних и мелких размеров. В группе грабенов и синклиналей существенно преобладают сбросы, взбросы же встречаются редко. Для всех месторождений характерны большая частота и высокая степень сгруппированности тектонических разрывов, создающие мелкоблочную и мелкочешуйчатую структуру залегания угольных пластов и очень сильно затрудняющие их разработку (см. рис. 11). Группировка разрывов выражается в множественности их параллельных систем.

Бассейны передовых (краевых) прогибов также характеризуются высокой дизъюнктивной нарушенностью, которая, однако, менее интенсивна, чем в бассейнах центральных зон складчатых систем и, кроме того, весьма неравномерно распределена по площади бассейнов. Распределение морфологических типов разрывов на площади этих бассейнов подчинено описанной зональности складчатых структур. С линейными складками, как правило, связаны взбросы и надвиги, с куполообразными структурами и моноклиналями — сбросы. В зонах брахискладчатых структур встречаются как те, так и другие, хотя взбросы обычно преобладают. Таким образом, данная группа бассейнов характеризуется особым многообразием морфологических форм разрывов.

Интенсивность общей разрывной нарушенности повышается вблизи активных элементов рам бассейнов и в зонах крупных и очень крупных внутрибассейновых разрывов. Выявленные тектонические разрывы многообразны и по своей размерности — от самых крупных до самых мелких пластов. Как правило, они создают общесбросовые системы разрывов, обычно множественные, параллельного типа, на которые накладываются местные системы радиального и разветвляющегося типов, связанные с отдельными складками и более крупными разрывами (см. рис. 21, а, б, д). Характерны также длительность и многоэтапность образования тектонических разрывов. Многие разрывы, особенно крупные, длительное время развивались унаследованно, обновляясь при последующих фазах складкообразования (например, Марьевский и другие надвиги Донбасса).

Промежуточный тип угленосных месторождений характеризуется большой дифференцированностью разрывной нарушенности в зависимости от конкретных геоструктурных условий расположения того или иного месторождения. Однако группа месторождений унаследованных впадин в целом имеет существенно меньшую тектоническую нарушен-

ность, чем месторождения наложенных впадин. В некоторых месторождениях первой из указанных групп разрывы почти отсутствуют или единичны (Улугхемский, Минусинский бассейны). В других их несколько больше (Буреинский бассейн), но все же они сравнительно редки. Встречаются преимущественно мелкие, неупорядоченные сбросы.

В противоположность этому месторождения наложенных впадин, как правило, исключительно сильно поражены разрывами, среди которых резко преобладают сбросы, но наблюдаются взбросы, а в Челябинском бассейне установлены, кроме того, сдвиги. Сильная разрывная нарушенность этой группы месторождений обусловлена, по-видимому, их генезисом за счет опускания блоков земной коры по разломам. Разрывы имеют самую различную размерность, но преобладают средние и мелкие. Они сгруппированы в параллельные системы, ориентированные преимущественно по простиранию ограничивающих разломов, но встречаются поперечные и диагональные системы (см. рис. 19). На большинстве месторождений этой группы отмечается высокая частота разрывов, создающая тип мелкоблочного залегания угольных пластов. Другие месторождения (Ангренское, Бикинское) нарушены слабее.

На общем фоне описанного естественного увеличения интенсивности разрывной тектоники при переходе от платформенных к геосинклинальным условиям намечаются несколько специфических для угольных бассейнов и месторождений закономерностей.

Первая из них заключается в увеличении числа морфологических типов тектонических разрывов по мере уменьшения класса их крупности. Чем мельче тектонические разрывы, тем более широко распространены их разнообразные морфологические типы даже в тех бассейнах, где подобные разрывы более крупного класса не встречаются. Например, упоминалось об отсутствии очень крупных и крупных сдвигов в угольных бассейнах. Однако мелкие и очень мелкие сдвиги распространены в большом числе бассейнов складчатых областей и наложенных впадин. Довольно часто встречаются мелкие и очень мелкие взбросы в бассейнах, где среди крупных и средних разрывов господствуют сбросы. По всей вероятности, описываемую закономерность следует объяснить разветвлением вектора внешней тектонической нагрузки в сминаемом и раскалывающемся массиве угленосной формации, при котором возникает множество местных направлений смещений пород вплоть до обратных.

Вторая закономерность заключается в склонности тектонических разрывов к упорядоченному расположению и формированию систем, часто согласующихся с упорядоченным расположением складок. В этом, видимо, находит выражение ориентированность прилагаемых тектонических нагрузок. Третья закономерность состоит в уменьшении воздействия тектонических разрывов на формирование складчатых и сопутствующих разрывных нарушений угленосной формации по мере снижения класса крупности и глубины заложения. Чем крупнее тектонический разрыв, тем сложнее строение зоны его влияния.

Следует также отметить явную тенденцию к уменьшению размеров блоков угленосных отложений, ограниченных тектоническими разрывами, по мере усиления общей активности тектонических движений на данном участке земной коры. Характерно, что при этом быстрее растет общее число разрывов, чем размеры отдельных разрывов. Видимо, в конечном счете упомянутая тенденция должна приводить к общему раздроблению и даже брекчированию и милонитизации угленосных отложений, что видно на примере некоторых месторождений, расположенных в срединных зонах складчатых систем (например, Полтаво-Брединского района и Домбаровское).

СООТНОШЕНИЯ СКЛАДЧАТЫХ И РАЗРЫВНЫХ СТРУКТУР. ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ БАССЕЙНОВ

Приведенные сопоставления комплексов тектонических структур показывают многообразие морфологических типов и соотношений складок и тектонических разрывов в зависимости от тектоно-генетических типов угольных бассейнов как по взаимному расположению в пространстве, так и по времени образования. Достаточно четко устанавливается определяющая роль в формировании структур большинства бассейнов тектонических движений, имеющих место после образования угленосной формации.

В угленосных отложениях часто наблюдается последовательность и четкая связь складок и разрывов, выраженная в совпадении простираний и ориентировки наклона сместителей и осевых поверхностей складок. Наиболее четко генетическая связь взбросов и надвигов со складками прослеживается в бассейнах или районах, подвергшихся интенсивным тангенциальным тектоническим воздействиям (например, Донецкий, Кузнецкий, Кизеловский). При этом в большинстве случаев разрывы образуются на заключительном этапе соответствующей фазы тектогенеза, когда складки уже сформированы, о чем свидетельствует продолжение без существенных изменений геометрической формы складки по обе стороны сместителя. При реконструкциях истории формирования тектонических структур в некоторых случаях удается выделить фазу завершения образования формы складок перед тем, как происходит их разрыв и смещение взбросами или надвигами. Например, при палеотектонической реконструкции зоны Петро-Донецкой антиклинали в Донбассе хорошо выделяются два заключительных этапа ларамийских движений: образование коробчатых складок верхнемеловых отложений, а затем — разрывы этих складок (рис. 22).

В других, менее распространенных случаях весьма заметное значение в формировании складки имеют продолжающиеся тектонические движения по образовавшемуся разрыву. Так, например, в образовании Лисичанской антиклинали, соседней с Петро-Донецкой, существенную роль имели тектонические движения по Северо-Донецкому надвигу (рис. 23).

На этапе альпийского тектонического цикла антиклиналь представляет собой складку волочения, т. е. в данном случае разрыв и складка развивались одновременно при ведущей роли разрыва. Следует подчеркнуть, что оба приведенные примера различных типов соотношения складок и разрывов не только касаются одного бассейна, но и установлены на структурах, расположенных в непосредственной территориальной близости. Это свидетельствует о необходимости тщательных и многочисленных структурных исследований с целью определения характерных для каждого бассейна соотношений. В Донецком и Кузнецком бассейнах установлены также надвиги со складчатым сместителем, что свидетельствует об их более древнем образовании по отношению к соответствующим складкам (рис. 24).

Приведенные примеры относятся к располагающимся в осевых частях прогибов районам геосинклинальной группы бассейнов. Для этих бассейнов характерна большая длительность тектонических процессов с многократным повторением фаз складчатости. Тектонические структуры развивались во многих случаях унаследованно, постепенно приобретая более сложные формы. Каждая новая фаза складкообразования протекала в изменившихся условиях, в связи с чем не все древние структуры при этом развивались одинаково: некоторые из них могли вообще остаться без изменения, другие развивались более ин-

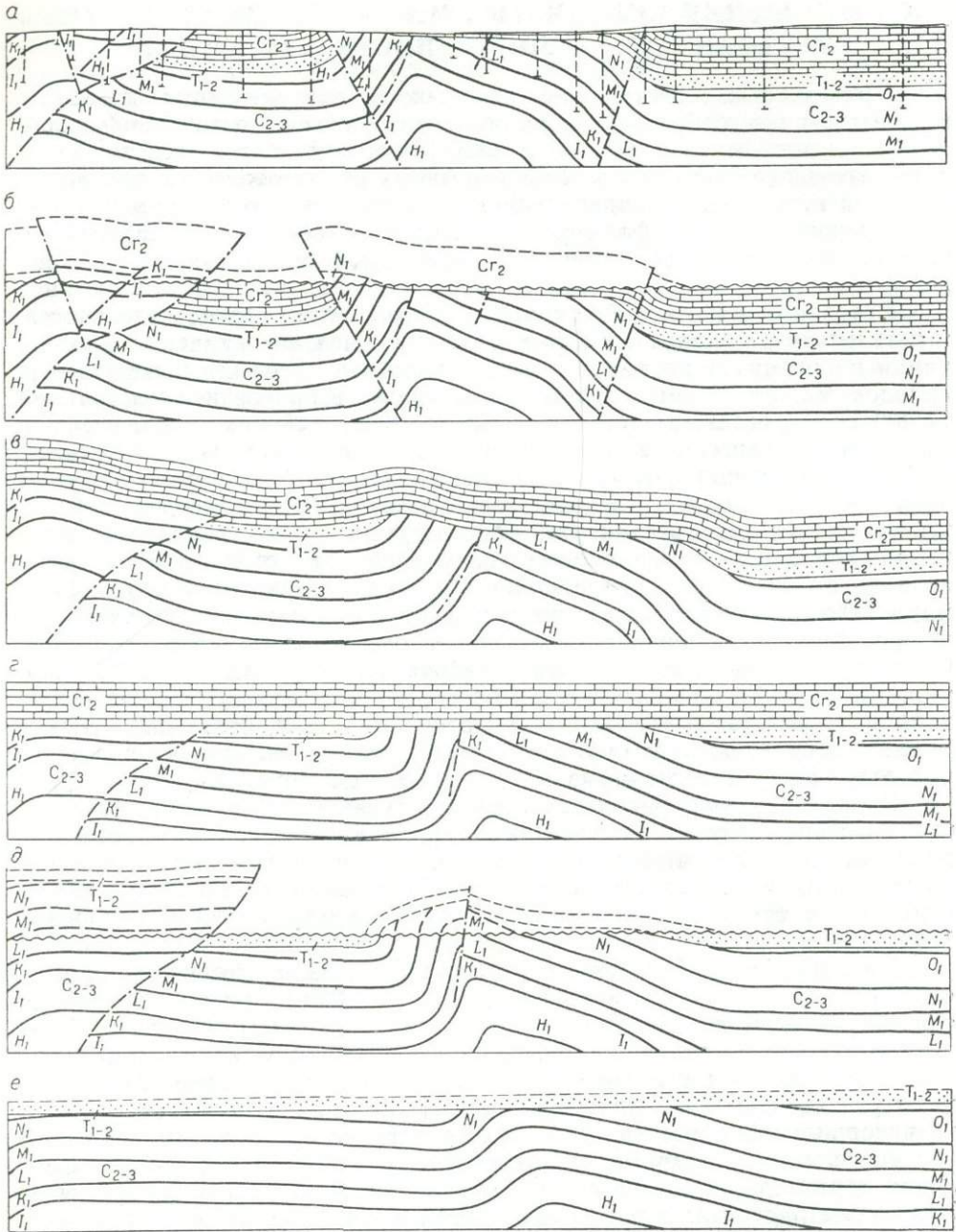


Рис. 22. Реконструкция этапов формирования Петро-Донецкой антиклинали, смежных синклиналей, и разломов (Донецкий бассейн).

Структуры: а — современная; б — в конце ларамийской фазы (с разломами); в — в начале ларамийской фазы (коробление); г — при завершении верхнемелового осадконакопления; д — в конце киммерийской фазы; е — при завершении триасового осадконакопления

тенсивно. Появлялись и совершенно новые наложенные структуры. Большое влияние на последовательность образования складок и разрывов оказывали местные условия деформации пород. Длительность и многофазность образования тектонических структур в данных бассейнах, очевидно, в определенной степени связаны с особенностями мощ-

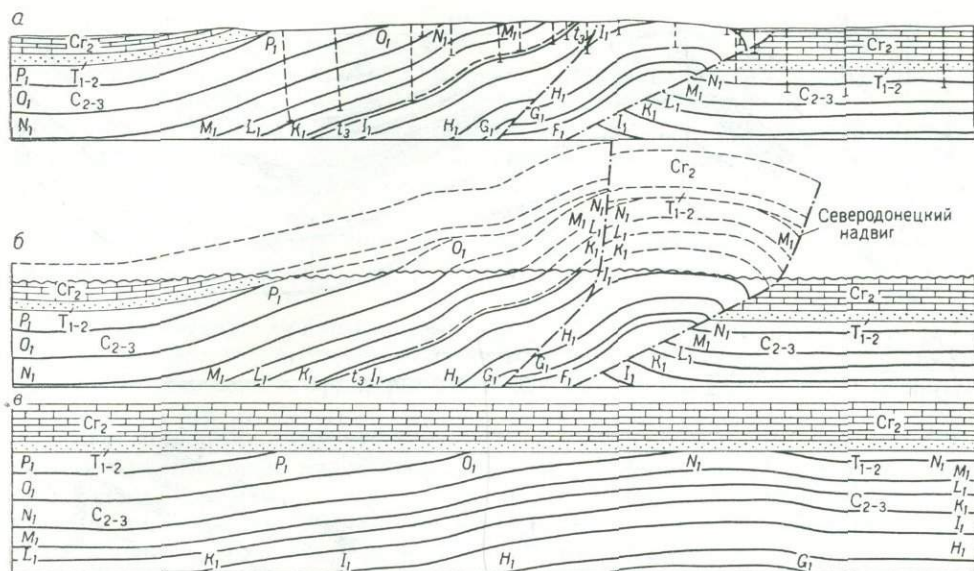


Рис. 23. Реконструкция этапов формирования Лисичанской антиклинали и Северо-Донецкого надвига (Донецкий бассейн).

Структуры: а — современная; б — при завершении ларамийской фазы; в — при завершении верхне-мелового осадконакопления

ных угленосных формаций и прежде всего с повышенной пластичностью отложений.

В большинстве бассейнов, располагающих маломощными угленосными формациями и подвергавшихся лишь единичному (однофазному) тектоническому воздействию, господствуют соотношения, при которых разрывы образуются позже складок. Исключения — месторождения наложенных впадин, если последние образовались при интенсивных растягивающих усилиях, вследствие чего оконтурены крупными сбросами. В этих условиях ориентировка длинных осей и взаимное расположение складок зависят от направления ограничивающих впадины разломов, которым обычно следуют и разрывы, ограничивающие внутренние блоки фундамента. Если во впадине и по ее контуру в фундаменте преобладают разломы одного направления, тогда образуются удлиненные одинаково ориентированные складки (Сулюктинское, Шкотовское и др. м-ния). При наличии двух систем разломов образуются складки двух направлений, что наиболее ярко проявлено в Карагандинском бассейне.

Генетическая связь складок угленосных отложений с тектоническими разрывами находит свое выражение также в их пространственных соотношениях и приуроченности определенных морфологических типов разрывов к соответствующим типам складок. Ранее указывалось на тесную генетическую связь взбросов и надвигов с интенсивной линейной складчатостью угленосных отложений. Отмечаются при этом весьма тесные коррелятивные соотношения и взаимозависимости. Обычно взбросы (надвиги) приурочены к складкам той же размерности, т. е. весьма крупные или крупные разрывы приурочиваются обычно к крупным складкам, и чем меньше размер складки, тем меньшими разрывами она сопровождается. Наряду с этим складки поражаются и разрывами меньшего ранга. Образующиеся при смещении пород по взбросам и особенно надвигам складки волочения всегда бывают ниже рангом.

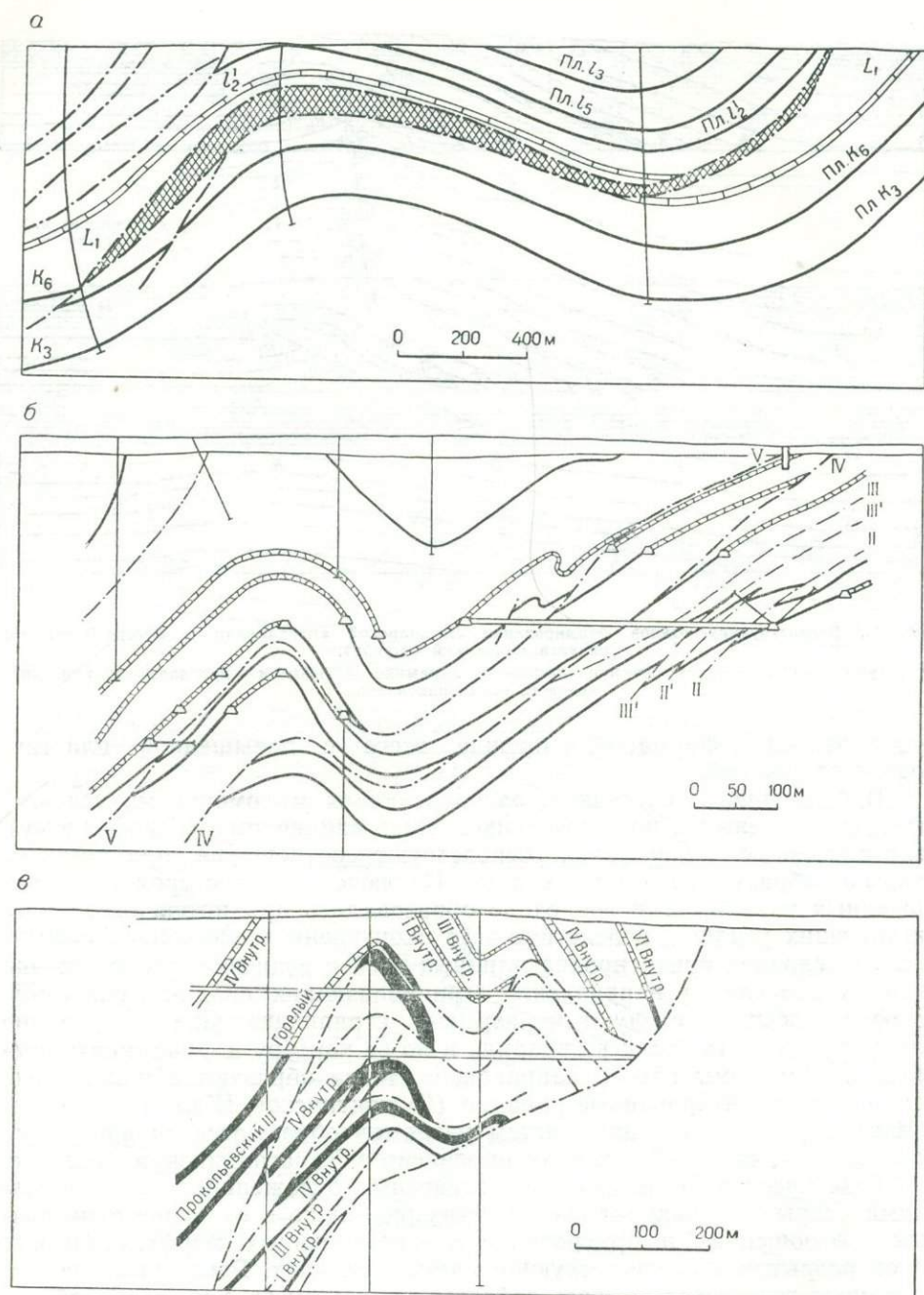


Рис. 24. Примеры древних надвигов со складчатыми сместителями (штрих-пунктирные линии): а — Ильичевский надвиг в Алмазном районе Донбасса (по А. С. Поповскому, 1969 г.); б — взбросы IV и V на поле шх. Анжерской 15 (по Л. А. Орлову, 1970 г.); в — взбросы антиклинали Муравейник на поле шх. Коксовая 2 Прокопьевско-Киселевского района Кузбасса

Одновозрастные со складками (той же геотектонической фазы) сбросы при интенсивно выраженном линейном характере складчатости угленосных отложений, как правило, проявляются слабо и только за счет усадки незаблокированных антиклинальных структур или висячих крыльев более крупных взбросов (надвигов). Такие сбросы обычно

относятся к классу мелких. Линейноскладчатые массивы угленосных отложений иногда поражаются поперечными сбросами, образующимися при обрушении сводных поперечных воздыманий более позднего возраста (например, Ровенское поднятие в Донбассе). В этом случае могут образовываться наряду с мелкими сбросы средних размеров. В целом же сбросы для линейных складок не характерны. Нарушение сбросами характерно для моноклинальных, куполовидных и брахиформных структур, особенно при малой мощности угленосных формаций, залегающих на жестком фундаменте. При этом резко асимметричные брахиформные структуры могут быть осложнены как сбросами, так и взбросами.

Тектонические разрывы локализуются преимущественно в местах перегибов слоев угленосных отложений при складчатости. Однако при куполовидном и брахиформном характере складок более крупные сбросы и взбросы проходят между ними, в чем выражается глыбовый характер тектонических движений. В этих случаях чаще встречаются перекрещивающиеся системы параллельных разрывов. Линейные синклинальные складки осложняются большей частью взбросами и надвигами на крыльях. Линейные антиклинали, наоборот, чаще поражаются разрывами в приосевой части. Тектонические разрывы в целом чаще поражают антиклинали, чем синклинали. На флексурах разрывы, особенно более крупные, как правило, приурочены к смыкающему крылу.

Ранее указывалось на склонность тектонических складок и разрывов большинства бассейнов и месторождений к группированию. Одинокое расположение складок более характерно для сравнительно мелких месторождений небольшой площади, хотя иногда месторождения, представляющие собой отдельную синклинальную структуру, могут заключать очень большие запасы угля (например, Экибастузский бассейн и Черногорское месторождение). С другой стороны, довольно часто даже сравнительно мелкие месторождения представлены большим числом складок и при этом морфологически разнообразных. Приведенные в предыдущих томах монографии описания позволяют сделать вывод, что количество складок зависит в основном от двух факторов: размера общей площади бассейна и степени тектонической активности на этой площади, определяемой структурно-генетическим типом бассейна. Существенное значение имеют также количество последующих за отложением угленосной формации тектонических фаз и направленность тектонических напряжений.

Наименее упорядоченно расположение складок и других структур на месторождениях и в бассейнах, приуроченных к наложенным впадинам складчатых систем, прежде всего постплатформенных орогенов. При изометричных очертаниях впадины, особенно в условиях последующего ее сжатия блоками рамы при складкообразовании, синклинальные и подчиненные им антиклинальные формы чередуются в пересекающихся направлениях. При значительно удлиненной форме впадины куполовидные антиклинали и брахисинклинальные складки чередуются в основном по простиранию (Челябинский бассейн). Такое же чередование сохраняется в параллельных грабенах Тургайского бассейна. Невысокой степени группирования структур характеризуются также бассейны внутренних элементов платформ и срединных массивов, а также месторождения соленосных областей, где все структуры, как говорилось, вообще слабо выражены.

Остальным структурно-генетическим типам бассейнов присуще упорядоченное расположение складчатых и комбинированных структур. Упорядоченность проявляется в одинаковой ориентировке этих

структур и их группировке по морфологическим типам. Обычно складки располагаются в виде цепей, ориентированных перпендикулярно направлению образующих тектонических усилий и большей частью вдоль длинной оси бассейнов. В цепях складки сменяют одна другую по простиранию непосредственно или кулисообразно. Цепи складок могут располагаться параллельно или расходящимися и сходящимися пучками. Подобное расположение складок, вероятно, следует объяснить процессом постепенного усложнения основных складок последующими генерациями. Системы складок охватывают, как правило, если не всю площадь бассейна, то значительную ее часть. В крупных бассейнах, расположенных в передовых (краевых) прогибах, формируется обычно не одна, а большее число систем складок — две и даже три (Кузнецкий бассейн).

Группирование морфологических типов складок и направленная смена на площади бассейна одних типов складок другими, системность тектонических разрывов в совокупности с описанными взаимозависимыми соотношениями между складками и разрывами создают структурную зональность угольных бассейнов и месторождений. Структурная зональность — важнейшая закономерность тектонического строения большинства бассейнов и месторождений, позволяющая проводить тектоническое районирование и типизацию условий залегания угольных пластов и на этой основе совершенствовать методику разведки и геологического прогнозирования. В настоящее время представляется возможным выделить два основных типа структурной зональности по степени влияния тектонического фактора на другие основные характеристики геологического строения, угленосность и геолого-промышленную оценку бассейнов и месторождений.

Первый тип зональности обычно связан с влиянием тектонической структуры более крупного ранга на пространственное расположение и сочетание подчиненных структур (например, сопутствующие крупным мелкие разрывы; складки второй и более высоких генераций, осложняющие основную складку и т. п.). В данном случае обычно зональность ограничивается только направленностью изменений структурных условий залегания угольных пластов, в связи с чем к этому типу зональности можно отнести и закономерные изменения углов наклона пластов в пределах одной достаточно крупной складки. Такой тип ограниченной зональности можно было бы назвать локальной, или местной структурной зональностью.

Второй тип структурной зональности более всеобъемлющ в отношении пространственного охвата угленосных площадей и характеризуется наличием связей с изменениями угленосности, метаморфизма углей, мощностей и литологического состава угленосных отложений, что в конечном счете приводит к решающему влиянию зональности этого типа на геолого-промышленную оценку месторождений. Такая зональность, которую можно именовать региональной, как видно из приведенного описания, в полной мере развита в крупных по площади политипных бассейнах, в первую очередь в Кузнецком, Донецком, Печорском. В определенной степени она проявляется в Ленском, Иркутском, Канско-Ачинском бассейнах.

Комплексы структур первых трех бассейнов вообще значительно более разнообразны по сравнению с другими бассейнами. Они включают обширный перечень типов складок, в котором наряду с характерными для окраинных частей платформ находится преобладающее число складок передовых (краевых) прогибов. Наиболее типичная черта этого комплекса — упорядоченное зональное расположение складчатых структур на площади бассейнов, обусловленное расположением

основных геоструктурных элементов, составляющих данные площади. На площади всех бассейнов выделяются зоны линейных складок, брахиструктур и моноклиналиного залегания.

Зоны обычно ориентируются по простиранию бассейна или прилегающего активного геоструктурного элемента его рамы и сменяют одна другую к платформенной части. Зональность Печорского и Кузнецкого бассейнов асимметрична с уменьшением интенсивности складчатости и сменой морфологических типов складок по мере удаления от упомянутых активных элементов рамы бассейнов, концентрировавшихся, вероятно, источники тектонических усилий. Кроме того, отмечается тесная корреляция зональности типов структур с распределением мощностей угленосной формации, что также обусловлено региональной геотектоникой бассейнов. В частности, зоны линейных складок, как правило, прурочены к зонам максимальных мощностей.

Складки, составляющие комплекс зон брахиструктур и линейных, относятся большей частью к типу параллельных, но встречаются дисгармоничные, особенно в Кузбассе. Характерна асимметричность складок, опрокинутые и лежащие складки встречаются редко. Как брахиструктуры, так и линейные складки замкнуты по простиранию и чрезвычайно разнообразны по форме выходов в плане и поперечному сечению. Весьма распространено усложнение крупных и средних складок вторичными более мелкими складками, иногда нескольких порядков, и тектоническими разрывами преимущественно взбросового и надвигового типа, придающими в отдельных случаях крупным первичным структурам вид синклинориев и антиклинориев. Однако в целом складчатость все же имеет умеренную интенсивность. По форме замка наиболее распространены коробчатые складки с широкими, часто гофрированными днищами и сводами. Сравнительно реже встречаются остроугольные складки. Последние типичны лишь для интенсивно складчатых и высокоугленосных районов Кузбасса. В коробчатых складках наблюдаются плавные переходы от крыльев к замковой части с постепенным уменьшением наклона слоев. Все это приводит к весьма большому разнообразию структурных условий залегания пластов в перечисленных бассейнах.

Подобные Кузбассу и Печорскому бассейну, но менее выраженные черты зональности характерны для Ленского, Южно-Якутского и Канско-Ачинского бассейнов, что лишь подчеркивает общую закономерную зависимость структурных форм угленосных отложений от степени тектонической активности занимаемых участков земной коры. Как правило, во всех этих случаях более круты крылья складок со стороны примыкающих к платформе складчатых или орогенных областей. По мере приближения месторождений перечисленных бассейнов к краевым частям платформ более высокие ярусы осадочного чехла несут следы воздействия тектонических процессов, протекавших в соседних складчатых системах. Складки приобретают большую линейность, увеличиваются их амплитуды, но вместе с тем наблюдается тенденция к уменьшению размеров складок за счет появления осложняющих структур более высоких порядков. Морфологические типы структур этих бассейнов располагаются вытянутыми вдоль края платформенными зонами.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ СТРУКТУРЫ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И МАГМАТИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ

Магматические породы встречаются в довольно широком диапазоне структурно-генетических типов бассейнов. Наиболее интенсивно они проявляются в бассейнах и месторождениях, располагающихся в

складчатых системах и наложенных впадинах постплатформенных орогенов. Следует, однако, отметить, что не во всех бассейнах или месторождениях даже этих двух типов встречаются магматические породы. На многих месторождениях (например, Ткварчельском и Ахалцихском Закавказья, большинстве месторождений Средней Азии, Забайкалья и Казахстана и др.) конседиментационные и постседиментационные магматические породы отсутствуют. С другой стороны, особой интенсивностью проявления магматических пород отличается Тунгусский бассейн, являющийся в этом смысле исключением в структурно-генетическом типе бассейнов осадочного чехла краевых элементов древних платформ, где магматические породы обычно не появляются. Для бассейнов краевых прогибов характерно неповсеместное, локализованное распространение магматических пород.

Перечисленные особенности, вероятно, следует объяснить тем, что появление магматических пород в угленосных бассейнах зависит не только от их положения среди крупных геотектонических структур земной коры, но и главным образом от наличия подводящих каналов. Об этом свидетельствует установленная в ряде случаев приуроченность или близость интрузивных тел к некоторым тектоническим разрывам класса очень крупных или крупных. Так, в Донецком бассейне интрузивы в виде силлов и даек отмечены почти исключительно на месторождениях юго-восточной части, вблизи Манычского надвига. В Кузнецком бассейне интрузии долеритов приурочены к разрывам на юге, а излияния триасовых базальтов связываются с разломом Салтымаковского хребта. В Печорском бассейне излияния базальтов на границе верхней перми и триаса связываются с разломами поднятия Чернова (Аячьягинский и др.).

Участие магматических пород в тектонических структурах угленосных отложений и степень их воздействия на последние определяются в основном двумя обстоятельствами: соотношением возраста угленосной формации с возрастом магматических пород и структурно-генетическим типом бассейна (месторождения). Выделяются три основных типа возрастных соотношений: доугленосные, сингенетичные и послеугленосные магматические породы.

Доугленосные магматические породы самого различного состава обычно отделяются от угленосной формации корой древнего выветривания, продукты разрушения которой участвуют в базальном горизонте формации и встречаются в вышележащих ее слоях. Участие магматических пород этого возраста в структурах угленосных отложений заключается в совместных блоковых перемещениях под влиянием конседиментационных и более поздних тектонических движений. При незначительной мощности угленосной формации в этом случае преобладают тектонические разрывы, а складки имеют подчиненное значение. В зависимости от направления тектонических сил могут образоваться сбросы (юго-запад Донбасса) или надвиги, что случается, впрочем, довольно редко (Никольское м-ние в Забайкалье, см. рис. 15, е).

Сингенетичные магматические породы, относящиеся к концу палеозоя, известны среди угленосной формации Тунгусского бассейна. Для угленосных формаций других бассейнов и месторождений Советского Союза они не характерны и встречаются редко. Когда же они встречаются, то пассивно участвуют в более поздних тектонических структурах угленосных отложений, как и слои осадочных пород.

Наиболее разнообразные соотношения с тектоническими структурами угленосных отложений образуют послеугленосные магматические породы, которые могут быть внедрившимися или излившимися. Излившиеся породы (чаще всего базальты) образуют покровы, несог-

ласно перекрывающие тектонические структуры угленосных отложений. Типичные примеры — широко развитые мезозойские траппы Сибирской платформы в Тунгусском бассейне, базальтовые покровы Супутинского и Шкотовского месторождений (рис. 25, *и*). Покровы консервируют погребенные ими тектонические структуры, предохраняя последние от дальнейшего разрушения эрозионными процессами.

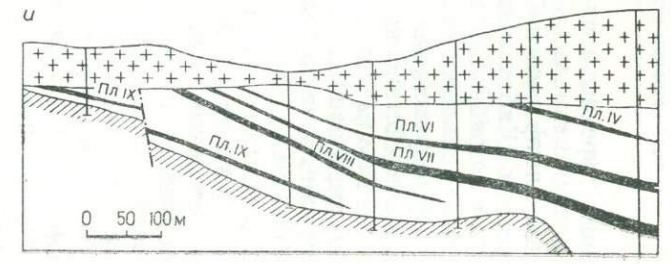
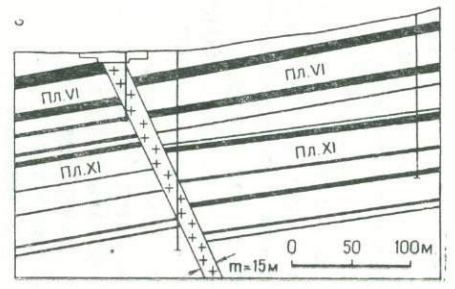
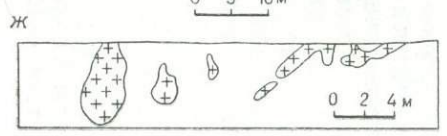
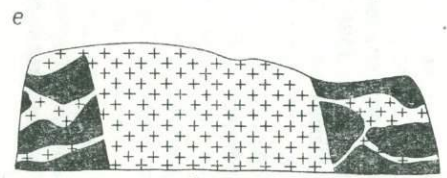
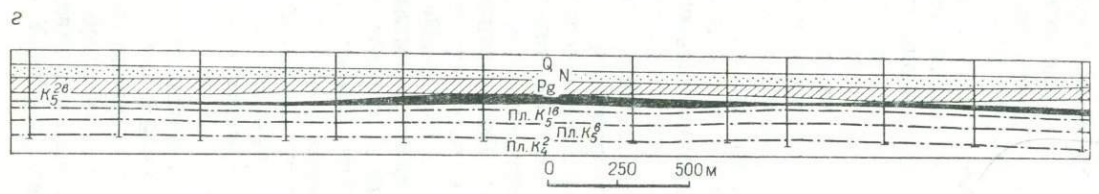
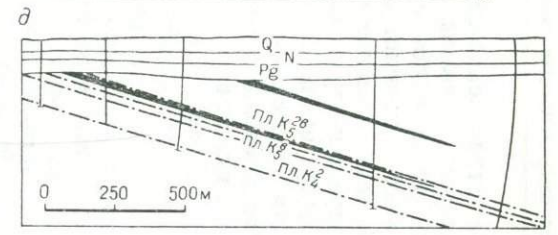
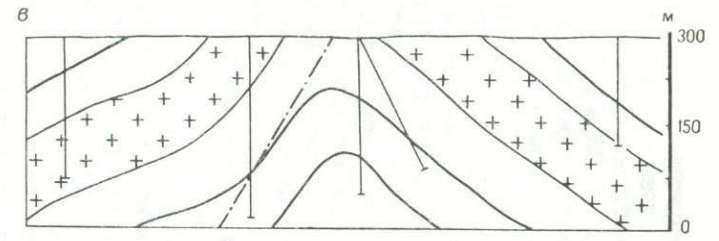
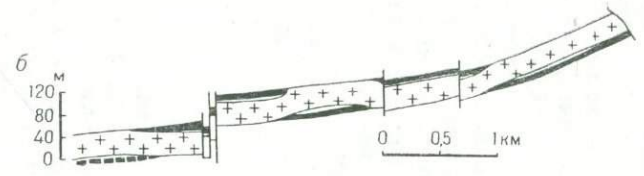
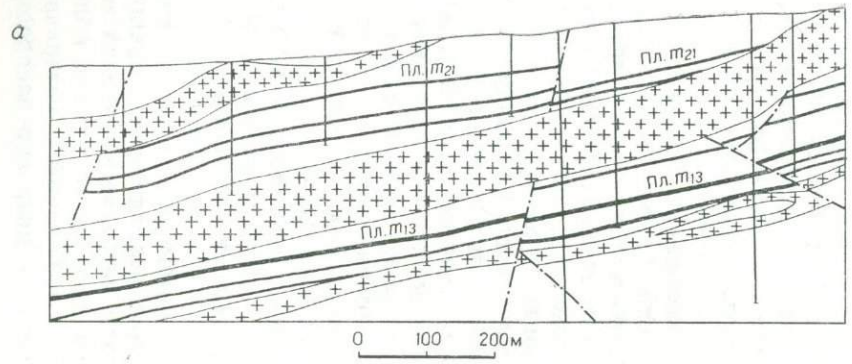
Внедряющиеся магматические породы оказывают наиболее активное воздействие на формы залегания угольных пластов и пород угленосной формации. Наблюдаются при этом два основных типа залегания тел внедрившихся пород: пластовые залежи (силлы) и крутопадающие секущие залежи (дайки). Пластовые залежи образуются путем внедрения магматических пород по ослабленным контактам между слоями осадочных пород угленосной формации, причем часто внедрение развивается по контакту пластов угля с вмещающими породами. Внедрение может при этом распространяться на большие площади. Так, например, на Бессергеновском участке восточной части Донбасса установлено распространение залежи андезита по антрацитовому пласту K^{2b}_5 на площади около 15 км² (рис. 25, *г, д*).

Залежь имеет линзообразную форму с максимальной мощностью порядка 20 м. На этом же участке скважинами в нижележащих отложениях пересечена другая залежь мощностью около 50 м. В Томь-Усинском и Мрасском районах Кузбасса установлены два силла андезитов, прослеженных по простираению на расстояние около 150 км при мощности до 140 м. Пластообразные тела изверженных пород не всегда внедряются строго по контактам между слоями, они могут пересекать слои под острым углом, в связи с чем, например, упомянутые два силла южной части Кузбасса располагаются в угленосной формации соседних участков и районов на различных стратиграфических уровнях. Особенно широко развиты пологосекущие пластовые залежи магматических пород в Партизанском бассейне, где они из-за большой мощности приобретают характер лакколитов, расчленяющих угленосные отложения (рис. 25, *а*).

Во всех случаях внедрение пластовых залежей приводит к разрыву и раздвиганию слоев угленосных отложений. Характерный и хорошо документированный пример такого раздвигания установлен горными работами в VI пласте месторождения гор Шмидта и Надежды Норильского района (рис. 25, *б*). Здесь внедрившийся долеритовый силл разобщил пласт на ряд участков, расположенных то висячем, то в лежащем боках силла и удаленных один от другого по вертикали на 50—60 м (Твердохлебов, 1969). Раздвигание угленосных слоев и локальное увеличение мощности отдельных горизонтов или в целом всей угленосной формации создает дополнительные напряжения, приводящие к осложениям основных структур мелкими разрывами и складками. В свою очередь внедрившиеся изверженные породы могут подвергаться складчатости и образовывать единые структурные формы вместе с осадочными отложениями угленосной формации (рис. 25, *в*).

При распространении изверженных пород по пластам угля кроме указанных механических воздействий происходит контактово-термальный метаморфизм, а также частичная или полная ассимиляция угольного вещества.

Дайки в угленосных отложениях, по-видимому, образуются ранее внедрений пластовых залежей и служат для последних подводящими каналами. Об этом свидетельствует широкое развитие внедрений мелких интрузивных тел аналогичного состава в угольные пласты вблизи даек. Например, в горных выработках шахты Томской и углеразреза Усинского 3—4 по пластам III, IV, V пластовые интрузии распростра-



няются на расстояние до 300 м от Кийзакской дайки (рис. 25, е, ж, з). Вблизи дайки развит контактово-термальный метаморфизм и ассимиляция угля. Дайки часто образуются по сбросам. Тела даек расчленены площади пластов на отдельные блоки различного гипсометрического положения. Кийзакская дайка прослеживается на расстояние до 30 км при мощности 20—30 м.

Следует отметить преобладание среди внедрившихся в угленосные отложения магматических пород, так же как и среди эффузивов, пород основного состава (долеритов, базальтов и т. п.). Кислые породы встречаются значительно реже, главным образом среди месторождений центральных зон складчатых систем. Эти породы, как правило, отличаются большей агрессивностью по отношению к угленосным отложениям и пластам угля, в связи с чем месторождения (Партизанский бассейн, Егоршино-Каменский и Полтаво-Брединский районы) особенно ими осложнены. В целом внедрившиеся в угленосную толщу магматические породы ухудшают горно-геологические условия разработки угольных пластов.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ГЕОЛОГО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ОЦЕНКА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Тектоническое строение угольных месторождений определяет такие важнейшие условия разработки угольных пластов на полях шахт и углеразрезов, как глубина, величина и изменчивость углов наклона, размеры и формы складчатых структур, степень и характер поражения этих структур тектоническими разрывами, от которых зависят размеры непрерывного распространения пластов на выемочных участках. Глубина залегания пластов диктует способ вскрытия и разработки месторождения: шахтный или открытый. При шахтном способе от глубины залегания зависит целый ряд других горно-геологических условий разработки, в том числе такие важнейшие, как газоносность, температурный режим пород, их устойчивость в горных выработках. Обычно с глубиной перечисленные условия значительно ухудшаются и усложняются. Геометрические формы и размеры складчатых тектонических структур и положение тектонических разрывов определяют размеры полей шахт и углеразрезов, положение их технических границ, размеры выемочных блоков и, следовательно, расположение основных вскрывающих и подготовительных выработок. В этом отношении особое значение принадлежит крупным тектоническим разрывам, которые определяют раскройку месторождения на поля.

Размеры полей при ведущем значении их угленосности определяют производственную мощность угледобывающих предприятий. Теорией и практикой горного дела доказано важнейшее значение величины углов наклона пластов угля для правильного определения систем разработки полей шахт и углеразрезов (Бокий, 1959), поскольку они оказывают решающее влияние на выбор транспортных средств. Однако влияние тектоники сказывается не только прямым образом. Существуют

Рис. 25. Основные формы залегания магматических пород:

а — лакколиты и пластовые жилы дацитов и андезитов в Партизанском бассейне (по Г. В. Кузнецову); б — силл диабазов в Норильском районе, проходящий по пласту угля и сместивший его части (по В. Ф. Твердохлебову, 1969); в — складчатый силл диабазов в Томь-Усинском районе; г, д — пластовые залежи диабазов (черные) на Бессергеевском участке в Донбассе (по А. И. Тарасовой, 1968 г.); е, ж, з — дайки и внедрения долеритов в пласты угля разреза Томь-Усинского 3—4 в Кузбассе; и — покров базальтов на Шкотовском месторождении (по В. А. Кирилюку, 1970 г.)

глубокие связи угленосности отложений, газоносности, водообильности пород и углей, их метаморфизма с тектоническими структурами. В последнее время определено, что даже такие явления, как горные удары, выбросы угля, пород и газа в горные выработки связаны в определенной степени с тектоническими структурами и тектоническими движениями (Коньков, 1962). Поэтому выяснению особенностей и закономерностей тектонического строения и геометризации форм залегания пластов уделяется большое внимание в процессе разведки и геолого-промышленной оценки угольных и сланцевых месторождений.

Опыт проектирования показывает, что благонадежность намеченного к освоению месторождения в весьма высокой степени зависит от сложности геологического строения. Во-первых, чем сложнее тектонические структуры месторождения и горно-геологические условия разработки пластов, чем менее выдержаны мощность и строение пластов, более широки и близки к кондиционным пределам колебания зольности, тем меньше достоверность разведочных данных о месторождении и больше вероятность встречи неожиданных затруднений в работе шахты или разреза. Во-вторых, часто изменяющиеся условия работы, невыдержанность пластов и качества угля, даже если они известны заранее, резко отрицательно влияют на устойчивость технологических процессов добычи угля. Отнесение месторождения в одну из трех групп по классификации ГКЗ в некоторой степени является оценкой его благонадежности: чем больше номер группы, тем в принципе ниже благонадежность.

При установлении группы, что делается пока еще как и при определении категорий разведанности запасов экспертным путем, учитываются наряду со структурно-генетическим типом бассейна специфические особенности оцениваемого участка. Анализ многолетних данных по классификации полей действующих, строящихся угледобывающих предприятий и детально разведанных участков показывает, что имеются бассейны, все месторождения которых относятся к одной из групп сложности — либо простых (Минусинский бассейн), либо сложных (Горловский бассейн). Другие бассейны характеризуются преобладанием какой-либо группы. При этом, например, шахтные поля Кузнецкого бассейна в общем имеют более сложное тектоническое строение, чем Донбасса, но, как правило, значительно проще шахтных полей Партизанского бассейна и тем более Полтаво-Брединского и Домбаровского районов Урала. Нельзя, однако, не отметить, что в том же Донецком бассейне встречается множество полей самой различной степени сложности: от участков простого строения до таких, сложность которых была причиной нерентабельности их промышленной разработки (уч. шахты Родаково-Юрьевской, уч. Дзержинский Глубокий, шахта Быстрянская 1—2 и др.).

В этой связи представляется важным рассмотреть, в какой степени и каким образом сказываются особенности тектоники угольных месторождений при геолого-промышленной оценке, включая оценку степени благонадежности для промышленного освоения. Наиболее характерны в этом отношении данные о распределении полей действующих шахт и разрезов. Главная причина, из-за которой месторождения относятся ко II группе, — сложная тектоника. В ряде основных бассейнов (Кузнецком, Карагандинском, Печорском и др.) эта причина единственная. Что касается месторождений, отнесенных к III группе, то все они отнесены в эту группу из-за весьма сложной тектоники.

Опыт эксплуатации угольных месторождений показывает, что, как правило, по мере усложнения тектонического строения при сопоставимой угленосности производственная мощность угледобывающих пред-

приятый, особенно шахт, снижается. На сложных месторождениях обычно могут работать только мелкие предприятия с низкой производительностью труда и высокой себестоимостью угля. Например, на месторождениях о. Сахалин, в Партизанском бассейне, на месторождениях Северо-Востока СССР, Средней Азии, Закавказья производственная мощность шахт, как правило, не превышает 100—300 тыс. т/год, а добываемый ими уголь имеет высокую себестоимость. Особенно характерным примером в этом отношении может служить сопоставление результатов освоения Воркутского и Хальмеръюского месторождений Печорского бассейна. Первое месторождение, представляющее собой относительно слабо нарушенную синклиналию складку больших размеров, успешно разрабатывается шахтами, мощность которых достигает 1,8—2,1 млн. т/год. На втором месторождении, где аналогичные угленосные отложения залегают в виде мелких крутых, опрокинутых складок, нарушенных многочисленными тектоническими разрывами, действует лишь одна шахта проектной мощностью 600 тыс. т/год.

По мере усложнения строения тектонический фактор становится определяющим в геолого-промышленной оценке. Наиболее сложные в тектоническом отношении месторождения могут вообще оказаться непригодными для промышленного освоения даже при наличии довольно высокой угленосности (например, Полтаво-Брединского района и Домбаровское Южного Урала).

Открытый способ разработки менее чувствителен к сложности тектонического строения. Например, на весьма сложном в тектоническом отношении Бачатском месторождении Кузбасса успешно работает одноименный углеразрез, достигший ежегодной добычи угля около 3 млн. т. После реконструкции мощность этого предприятия будет доведена до 16 млн. т/год. Однако идентичные по мощности углеразрезы Томь-Усинского района того же бассейна с простым моноклинальным залеганием менее мощных пластов имеют лучшие технико-экономические показатели, а еще более мощные углеразрезы (до 40—50 млн.т/год) могут быть построены только на простых в тектоническом отношении месторождениях Канско-Ачинского, Экибастузского и других бассейнов.

Несмотря на общепризнанное большое влияние тектоники на геолого-промышленную оценку месторождений и горно-геологические условия эксплуатации, особенно при шахтном способе разработки, принципы классификации угольных месторождений по структурно-тектоническим условиям залегания пластов разработаны еще слабо и общесоюзная классификация не установлена. Поэтому для выявления общих зависимостей между сложностью тектонического строения шахтных полей, структурно-генетическим типом месторождения и его благонадежностью также использованы результаты распределения полей по группам, устанавливаемым ГКЗ.

Тектоническое строение месторождений имеет первостепенное влияние на производственную мощность предприятия. По мере его усложнения производственная мощность, как правило, уменьшается и составляет в среднем по СССР 743 тыс. т/год на месторождениях I группы, 596 тыс. т/год — II группы и 284 тыс. т/год — III группы. Эта тенденция заметна почти во всех бассейнах, в том числе и таких высокоугленасыщенных, как Кузнецкий и Карагандинский. Только в Челябинском бассейне средняя мощность предприятий II группы несколько выше, что объясняется отнесением к этой группе крупного Коркинского углеразреза.

Снижение производственной мощности шахт и разрезов значительно ухудшает все их технико-экономические показатели. Поэтому

месторождения III группы эксплуатируются только в исключительных случаях в тех районах, где более простые месторождения не известны. Их доля в действующих производственных мощностях — всего 1%. Новые шахты и разрезы на таких месторождениях в настоящее время не строятся. В новом строительстве снижается также и доля месторождений II группы сложности до 12% против 18% по действующим предприятиям. Месторождения этой группы в настоящее время осваиваются только для добычи дефицитных марок коксующихся углей.

Степень сложности тектоники полей шахт и разрезов находится в большой зависимости от генетического типа бассейна (месторождения). Так, в бассейнах осадочного чехла платформ и срединных массивов все поля имеют простое тектоническое строение. По имеющимся пока еще ограниченным данным (эксплуатируется только одно Бабаевское месторождение Южно-Уральского бассейна), это же характерно и для бассейнов солянокупольных структур. И, наоборот, основное число полей месторождений срединных зон складчатых систем из-за сложного тектонического строения относится к II группе. К этим типам бассейнов приурочены и почти все поля III группы. В бассейнах краевых (передовых) прогибов подавляющее большинство полей (70—90%) относится к I группе, но насчитывается и значительное число полей II группы, в основном из-за сложного тектонического строения районов с коксующимися углями. Наибольшее число полей различных групп сложности отмечается по бассейнам и месторождениям типа наложенных впадин. На тектонически сложных месторождениях трудно обеспечить необходимую промышленности точность выявления структурных форм.

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка угольных месторождений — одна из наиболее сложных отраслей горнодобывающей промышленности из-за значительного различия в степени литификации и метаморфизма углей и вмещающих пород, разнообразия структурных форм залегания горных пород и их нарушенности, проявляющегося не только на месторождениях различных генетических типов, но и в пределах одного и того же месторождения (часто в границах поля шахты или разреза). Ведение горных работ осложняет многопластовый характер месторождений, различия в мощностях и строении угольных пластов, резкая дифференциация в мощностях межпластовых интервалов, явления расщепления и генетического выклинивания угольных пластов, проявления размывов, мелкоамплитудной тектоники и т. п. Эти геологические особенности определяют необходимость создания многочисленных типов горного оборудования, осложняют ход эксплуатационных работ и условия труда рабочих. Специфичны для разработки угольных месторождений такие осложняющие факторы, как самовозгорание углей, газовыделения, взрываемость угольной пыли, проявления выбросов угля, газа и пород, горных ударов и т. п.

Дальнейший технико-экономический прогресс угольной промышленности невозможен без всесторонних и глубоких знаний горно-геологических условий разработки угольных месторождений. В широком понятии горно-геологические условия разработки включают: рельеф месторождения, морфологию, глубину и структурные условия залегания пластов угля (тектонику), их мощность, строение, степень выдержанности и распределение в разрезе (угленосность), состав и физико-механические свойства углей и пород, природную газоносность месторождения, обводненность и его температурный режим.

В настоящей главе обобщаются сведения о наиболее важных горно-геологических факторах, определяющих технику и технологию разработки, условия безопасности и комфортность труда шахтеров. К ним относятся: физико-механические свойства вмещающих пород и углей, их устойчивость в горных выработках, малоамплитудная нарушенность, трещиноватость, элементы залегания угольных пластов, а также такие процессы, осложняющие ведение эксплуатационных работ, как горные удары, выбросы газа, угля и пород, мерзлотные и сейсмические явления, самовозгорание углей и силикозоопасность пород.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД И УГЛЕЙ И ИХ УСТОЙЧИВОСТЬ В ГОРНЫХ ВЫРАБОТКАХ

В настоящее время при разведке и разработке угольных месторождений для изучения горнотехнических условий определяются: плотность и средняя плотность, пористость, временное сопротивление сжатию, растяжению, сдвигу (скалыванию), изгибу, коэффициент Пуас-

сона, угол естественного откоса, коэффициенты и углы трения, влажность и водопоглощение, набухаемость и пучение, водо- и газопроницаемость, сыпучесть, насыпная плотность, гранулометрический состав, твердость, вязкость, дробимость, абразивность, буримость, взрывае-мость, зарубаемость, трещиноватость, расслаиваемость и другие геологические, акустические, тепловые, электрические, магнитные и прочие свойства горных пород и углей.

Полученные по перечисленным параметрам данные используются в горном деле для весьма различных целей: определения горного давления, устойчивости горных выработок, расчета крепи, выбора способов рыхления, экскавации, дробления, обогащения, транспортировки, складирования, конструирования и создания горных машин и оборудования, использования физических явлений в породах для горного производства и ряда других целей. За последний период изучение физико-механических свойств пород и прогнозирование на этой основе устойчивости боксовых пород как в процессе эксплуатации, так и при разведке приобрело очень широкие масштабы. Научно-исследовательскими институтами и отдельными специалистами предложен ряд методов изучения и прогнозирования.

В настоящем разделе на конкретных примерах освещено разнообразие физико-механических свойств пород, встречающихся в угольных бассейнах, степень их устойчивости в горных выработках и освещаются основные взаимосвязи физико-механических свойств с литолого-фа-циальным составом, литификацией и катагенезом пород. Кроме того, имеющийся фактический материал позволяет произвести сопоставление только некоторых из основных параметров физико-механических свойств пород и угля: сопротивления сжатию и растяжению, пористости и средней плотности (табл. 50).

Как видно из данных табл. 50, прочность пород уменьшается в ряду песчаник — алевролит — аргиллит в два раза. В этом же направлении наблюдается некоторое уменьшение пористости, а средняя плотность различных пород изменяется малозаметно. Во всех бассейнах прочность пород увеличивается при повышении степени их ката-генеза. Сопротивление сжатию пород, вмещающих тощие угли, воз-растает в 2,5—3 раза по отношению к породам, включающим длинно-пламенные угли. Параллельно примерно в два раза уменьшается пористость и незначительно (на 2—3%) возрастает средняя плотность. Наблюдаемые изменения объясняются следующими закономерностями катагенеза угленосных отложений (Свержевский, 1967).

Глинистые породы на низких стадиях метаморфизма углей до переходной газовой-жирной уплотняются без минералогических изменений. Это уплотнение отражается на прочностных свойствах пород: на стадии длиннопламенных углей (Д) — до 80 кгс/см², на стадии газовой-жирных (ГЖ) — до 140 кгс/см². Размокание пород значительно замедляется. На стадии углей ГЖ глина переходит в аргиллит, и в ней начинают появляться вторичный серицит и кварц вне зависимости от первичного состава глинистого материала. Особенно резкий скачок в развитии вторичного серицита наблюдается на стадии отощенно-спекающихся и тощих углей (ОС—Т). Благодаря этому у глинистых пород на этой стадии несколько снижается прочность, а затем на более высоких стадиях снова повышается. В этом же диапазоне начинает кристаллизоваться вторичный карбонат, находящийся до того момента в рассеянном состоянии.

У *обломочных пород* (алевролиты, песчаники разнообразной структуры) глинистый материал цемента изменяется по той же схеме, что и у чистых глинистых пород. На газовой-жирной стадии (ГЖ) уг-

Таблица 50

Физико-механические свойства пород и углей

Породы, марки углей*	Бассейны											
	Донецкий			Карагандинский			Кузнецкий			Печорский		
	Пористость, %	Средняя плотность, г/см ³	Сопротивле- ние сжатию, кгс/см ²	Пористость, %	Средняя плотность, г/см ³	Сопротивле- ние сжатию, кгс/см ²	Пористость, %	Средняя плотность, г/см ³	Сопротивле- ние сжатию, кгс/см ²	Пористость, %	Средняя плотность, г/см ³	Сопротивле- ние сжатию, кгс/см ²
Песчаник												
Д	13,6	2,37	339	—	—	—	—	—	—	12,6	2,42	320
Г	10,1	2,44	649	—	—	—	9,6	2,47	370	—	—	—
Ж	4,6	2,62	1125	10,0	2,51	600	6,3	2,60	828	5,7	2,62	1198
К	4,6	2,62	1125	9,6	2,53	700	3,8	2,64	647	4,7	2,58	920
ОС	4,6	2,62	1125	9,5	2,54	700	3,8	2,64	647	4,0	2,63	660
Т	—	—	—	—	—	—	3,8	2,64	647	—	—	—
Т—А	2,9	2,65	1392	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Алеврит												
Д	9,9	2,50	265	—	—	—	—	—	—	13,2	2,35	277
Г	6,7	2,61	416	—	—	—	10,4	2,49	262	—	—	—
Ж	4,7	2,64	507	12,0	2,46	370	8,9	2,54	545	5,9	2,57	556
К	4,7	2,64	507	11,1	2,49	410	5,0	2,58	412	5,5	2,56	570
ОС	4,7	2,64	507	10,7	2,50	430	5,0	2,58	412	4,6	2,58	590
Т	—	—	—	—	—	—	5,0	2,58	412	—	—	—
Т—А	3,6	2,68	652	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Аргиллит												
Д	10,2	2,41	152	—	—	—	—	—	—	12,6	2,35	200
Г	8,1	2,55	276	—	—	—	12,5	2,43	197	—	—	—
Ж	5,2	2,62	360	14,5	2,44	160	—	—	—	6,2	2,58	767
К	5,2	2,62	360	12,6	2,46	230	—	—	—	6,1	2,54	480
ОС	5,2	2,62	360	11,1	2,48	250	—	—	—	5,1	2,58	440
Т	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Т—А	4,8	2,63	425	—	—	—	—	—	—	—	—	—

* Марки углей служат показателями метаморфизма.

лей начинается образование вторичного кварцита и серицита. Что касается объема вторичных минералов, то он тем больше, чем меньше объем глинистого материала в цементе. Так, в песчанике с поровым глинистым цементом на стадии антрацитов (А) глинистый материал оказывается переработанным во вторичный серицит, мусковит и кварц на 60—75%, в то время как в стратиграфически рядом расположенном аргиллите только на 45—50%, причем в последнем случае вторичный серицит более мелкочешуйчатый, со слабыми признаками перехода в мусковит. В песчаниках одновременно происходит изменение и обломочных материалов.

У всех обломочных пород прочностные свойства повышаются как по мере повышения стадии катагенеза пород, так и по мере увеличения примеси карбоната в цементе. На стадии коксовых жирных и коксовых углей (КЖ—К) в обломочных породах с преобладанием глинистого цемента наблюдается некоторое снижение прочности в связи с интенсивным развитием вторичной хрупкой гидрослюд. На следующих более высоких стадиях метаморфизма углей изменения обломков и цемента приводят к повышению прочности пород. Интенсивное развитие хрупких гидрослюд на стадиях отощенно-спекающихся и тощих углей (ОС—Т) приводит к снижению прочности как глинистых, так и обломочных пород с преобладающим глинистым цементом.

Карбонатные породы на протяжении всего процесса метаморфизма углей довольно равномерно повышают величину временного сопротивления сжатию. Петрографический состав, строение, вторичные изменения и прочность пород связаны с разнообразием условий образования, составом, литификацией и изменениями метаморфизма пород. Свойства пород угольных бассейнов и одного бассейна или месторождения варьируют в широких пределах (табл. 51). Четко устанавливаются высокие пределы прочности пород в Кизеловском и Донецком бассейнах. Примерно одного порядка прочность пород в Кузнецком, Карагандинском и Печорском бассейнах, хотя в последнем нижний предел прочности пород выше, чем в двух первых. Низка прочность пород в Львовско-Волынском и тем более в Челябинском и Подмосковном бассейнах.

Крепость пород угленосных толщ Кузнецкого и Карагандинского бассейнов ниже, чем в Донецком и Печорском бассейнах. Эти различия находят свое объяснение в причинах генетического порядка. В Донецком бассейне состав обломочного материала песчаников и алевролитов относительно стабилен: в большинстве случаев преобладает кварц (45—85%) и другие компоненты типа кремнистых пород, кислых эффузивов и других крепких, слабо разрушающихся обломков пород. В Карагандинском и Кузнецком бассейнах песчаники имеют различную зернистость с малым количеством кварцевых обломков. Главную массу их слагают обломки кислого плагиоклаза и калиевого полевого шпата (ортоклаз, микроклин), которые всегда довольно сильно изменены с образованием серицита и каолинита. Поэтому при прочих равных условиях прочность пород Карагандинского и Кузнецкого бассейнов заметно ниже донецких.

Влияние глубины залегания на прочность пород Донецкого бассейна видно в табл. 52. Устанавливается закономерное увеличение сопротивления сжатию изометаморфных пород по всему исследованному интервалу глубин от 200 до 1200 м. Темп роста крепости наиболее значителен для слабо преобразованных пород (стадия газовых углей) — 54—57%, и уменьшается в более преобразованных породах до 5—9% (на стадии антрацитов). Несомненно, аналогичными должны быть влияния глубины на прочность пород и в других бассейнах. С увеличением глубины залегания пород горно-геологические условия приобретают новый характер, в основном ведущий к осложнениям при проведении горных работ. Значительно увеличивается горное давление, более интенсивно проявляются горные удары и другие факторы, осложняющие проведение горных выработок.

Следует отметить, что в зоне выветривания значительно изменяются физико-механические свойства угля и породы: повышается пористость и понижается механическая прочность. Глубина зоны выветривания по вертикали от рыхлых отложений колеблется в разных районах и бассейнах от 0 до 200 м и более. Для определения крепости углей применяется метод толчения М. М. Протодяконова младшего (табл. 53).

С усилением катагенеза и увеличением минерализации (зольности) крепость углей увеличивается, однако уменьшается вязкость и увеличивается хрупкость углей. На крепости углей отражается главным образом их петрографический состав: с увеличением содержания витринита угли становятся более хрупкими. Различные сочетания степени метаморфизма, петрографического состава и минерализации создают большое многообразие физико-механических свойств углей. На устойчивость пород угленосных формаций в горных выработках оказывают влияние физико-механические свойства, характер слоистости и

Таблица 51

Физико-механические свойства пород основных угольных бассейнов СССР
(Сдвижение ... , 1970)

Породы, бассейны	Средняя плотность γ_0 , г/см ³		Предел прочности σ , кгс/см ²		Модуль упругости $E \cdot 10^{-5}$, кгс/см ²		Коэффициент Пуассона μ	
	Среднее	Пределы	Среднее	Пределы	Среднее	Пределы	Среднее	Пределы
<i>Песчаник</i>								
Кизеловский	2,56	2,52—2,60	1610	750—2470	—	—	—	—
Донецкий	2,55	2,35—2,86	1430	212—2600	4,17	1,10—6,70	0,18	0,02—0,50
Печорский	2,66	2,50—2,74	1365	805—1640	3,38	2,65—5,74	0,23	0,19—0,27
Кузнецкий	2,42	2,15—2,73	860	70—1580	4,60	2,49—5,84	0,21	0,16—0,26
Львовско-Волын- ский	—	—	500	496—502	—	—	—	—
Карагандинский	2,45	2,39—2,54	500	137—1450	2,04	0,22—3,41	0,22	0,16—0,32
Челябинский	2,30	2,20—2,36	50	27—76	—	—	0,12	—
<i>Известняк</i>								
Донецкий	2,49	2,00—2,71	1570	785—2304	6,50	5,05—11,30	0,30	0,18—0,40
<i>Алевролит</i>								
Донецкий	2,63	2,44—3,24	930	200—2452	2,89	0,16—7,66	0,25	0,07—0,40
Печорский	—	—	785	482—1390	—	—	—	—
Кузнецкий	2,46	2,37—2,74	434	189—1167	3,50	0,21—5,10	0,26	0,18—0,32
Львовско-Волын- ский	2,55	—	365	300—490	—	—	—	—
Карагандинский	2,38	2,31—2,42	300	30—840	1,04	0,36—1,75	0,31	0,28—0,37
Челябинский	2,30	2,16—2,38	145	50—210	—	—	—	—
<i>Аргиллит</i>								
Донецкий	2,63	2,35—2,86	565	138—1665	2,38	0,22—8,38	0,26	0,05—0,50
Печорский	—	—	645	453—840	—	—	—	—
Кузнецкий	—	—	415	112—1150	1,35	0,45—2,14	0,26	0,17—0,31
Карагандинский	2,41	2,35—2,49	200	3—380	1,22	0,11—2,15	0,34	0,30—0,41
Челябинский	2,25	1,92—2,37	110	7—221	—	—	—	—
<i>Глинистый песчаник</i>								
Кизеловский	2,60	2,57—2,63	1140	520—1755	—	—	—	—
<i>Конгломерат</i>								
Кузнецкий	2,30	2,16—2,43	220	75—365	—	—	—	—
<i>Мергель</i>								
Львовско-Волын- ский	2,05	1,80—2,20	200	108—351	0,45	0,19—0,98	0,20	0,11—0,25
<i>Глина</i>								
Подмосковный	1,65	1,38—1,78	45	5—83	0,05	0,01—0,07	0,36	0,30—0,41
<i>Песок</i>								
Подмосковный	1,53	1,46—1,60	—	—	0,02	—	—	—

Таблица 52

Изменение прочности пород (кгс/см²) с глубиной на различных стадиях метаморфизма углей Донецкого бассейна

Характеристика пород	Марки углей	Прочность на глубине от поверхности, м						Максимальное увеличение прочности, %
		до 200	200—400	400—600	600—800	800—1000	1000—1200	
Глинистая порода, массивная, без примесей алевролита, содержит 5% карбонатной примеси	Г	110	120	130	145	160	170	54
	Ж	180	200	210	220	235	245	35
	К	190	—	—	215	—	240	26
	ОС	—	—	130	145	—	160	23
	Т	—	—	240	255	—	270	12
	А	—	—	400	—	—	420	5
Алевролит неслонистый с базальным глинистым цементом	Г	210	240	260	280	305	330	57
	Ж	260	270	285	300	325	340	30
	К	240	250	255	265	275	290	20
	ОС	230	—	240	—	250	260	13
	Т	390	—	400	—	420	430	10
	А	620	—	630	—	660	680	9
Песчаник мелкозернистый, с базальным глинистым цементом и 5% карбонатной примеси	Г	220	245	270	300	325	340	54
	Ж	280	300	315	330	345	360	23
	К	280	290	—	320	—	330	18
	ОС	265	—	275	285	—	300	13
	Т	405	415	425	—	437	450	11
	А	670	—	680	—	700	720	7

Таблица 53

Крепость углей по методу толчения (Барон, Логунцов, Позин, 1962)

Бассейны	Марки углей	Коэффициент крепости		
		от	до	среднее
Донецкий	Ж, КЖ, К, ОС, Т	0,26	0,76	0,48
Карагандинский	Каменный	0,60	1,20	0,75
Печорский	"	0,20	1,60	0,85
Кузнецкий	"	0,40	2,60	1,00
Донецкий	Д, Г "	0,92	1,47	1,10
Подмосковный	Бурый	0,80	1,47	1,10
Донецкий	Антрацит и полуантрацит	0,80	2,58	1,76
Кизеловский	Каменный	0,60	3,90	2,16

трещиноватости пород, обводненность, глубина, размеры и форма выработок. Для оценки и прогнозирования устойчивости пород в подземных горных выработках в зависимости от геологических факторов основной интерес представляют обрушение кровли пластов, пучение пород, а также сползание почвы при крутом падении пластов угля.

Многочисленными наблюдениями установлено, что интенсивность пучения зависит от четырех основных факторов: минерального состава пород, степени их уплотнения (катагенеза), обводненности выработок и глубины залегания. Наиболее склонны к пучению глины и аргиллиты монтмориллонитового состава, особенно при обводнении выработок. С ростом глубины пучению подвержены и другие глинистые и алевритистые породы, что следует объяснить увеличением статических нагруз-

зок выше предела упругости пород. На глубине 1000 м и более эти явления приводят к выбросам хрупких горных пород. Большое влияние на пучение пород оказывают также местные специфические условия (например, остаточные тектонические нагрузки, структура пород и т. д.), в связи с чем методы количественной оценки и прогнозирование этого явления не разработаны. Можно отметить более широкое развитие пучения на буроугольных месторождениях. Разработка некоторых из них (например, Ахалцихского) прекращена из-за технических трудностей поддержания горных выработок в связи с исключительной интенсивностью пучения.

Более исследовано явление обрушения кровли пластов. Предложен ряд методов количественной оценки обрушаемости и классификации кровель (Свержевский, 1967; Малинин, 1970; Ненашева, 1971). На опыте разработки месторождений Донецкого, Кузнецкого и Карагандинского бассейнов можно сделать следующие выводы. Поведение пород непосредственной кровли в очистных выработках полого падающих и наклонных пластов зависит в основном от текстурных особенностей и прочностных свойств пород, структуры кровли, глубины залегания, гидрогеологических условий, скорости подвигания забоев и способа выемки угля.

Основные признаки и граничные условия разной степени устойчивости кровли — мощность пластовой отдельности (или слоя с незначительным сцеплением), залегающей непосредственно над угольным пластом, прочность породы и наличие комковатой текстуры. В зависимости от мощности и прочности породы пластовая отдельность (или слой) может быть ложной кровлей, обрушаться за каждым циклом подвигания очистного забоя и зависеть на 1—2 цикла и более. При мощности слоя породы комковатой текстуры свыше 0,4—0,5 м и пределе прочности на сжатие от 150—170 до 400 кгс/см² происходит образование куполов в кровле.

С. И. Малинин (1970) предложил математическую зависимость, определяющую статическую потенциальную устойчивость пород кровли угольного пласта:

$$S = \frac{m \cdot \sigma_{сж} \cdot k}{H \cdot \gamma \cdot g},$$

где S — коэффициент потенциальной устойчивости незакрепленной кровли в горной выработке;

m — мощность слоя и пластовой отдельности, не имеющей сцепления или имеющей слабое сцепление с вышележащими породами, м;

$\sigma_{сж}$ — временное сопротивление сжатию, кгс/см²;

H — глубина залегания породы от поверхности земли, м;

γ — средняя плотность пород, залегающих выше данной, г/см³;

g — коэффициент трещиноватости, равный корню квадратному из плотности трещиноватости (количества трещин на 1 м²);

k — величина, обратная количеству квадратных метров обнаженной и незакрепленной кровли, 1/м².

Для наклонных и крутых залеганий угольных пластов полученная величина коэффициента потенциальной устойчивости умножается на $(1 + \operatorname{tg} \alpha)$, где α — угол падения. На основании расчетов и сопоставлений составлена типизация кровель пород Донбасса по коэффициенту потенциальной устойчивости (табл. 54).

Разработка угольных месторождений открытым способом имеет значительные преимущества по сравнению с подземным способом. Себестоимость 1 т угля в 2—5 раз и удельные капиталовложения на

Таблица 54

Типизация кровель угольных пластов Донбасса по коэффициенту устойчивости
(Малинин, 1970)

Тип кровли по устойчивости (С. И. Малинин, 1970 г.)	Тип кровли по устойчивости (В. С. Свержевский и др., 1967 г.)	Поведение кровли по результатам наблюдений на шахтах	Коэффициент потенциальной устойчивости пород	
			от	до
Весьма неустойчивые породы	Ложная кровля	Отходит вместе с углем	—	0,8
Неустойчивые породы (критическая кровля)	—	Кровля удерживается, если ее закрепить вслед за выемкой угля	0,8	1,1
Малоустойчивые породы	Кровля с обрушением за каждым циклом	Управляется способом полного обрушения	1,1	2,0
То же	Кровля с зависанием на два цикла	То же	2,0	3,0
Среднеустойчивые породы	Кровля с зависанием на три цикла и более	Управляется способом полного обрушения с применением режущей крепи и другим способом	3,0	5,0
Весьма устойчивые породы	Кровля с плавным опусканием	Наблюдается в известняках, редко в песчаниках с известковым цементом, т. е. в породах с большой вязкостью и прочностью	4,0	6,0
—	Кровля с явлениями куполения	В зависимости от величины коэффициента устойчивости общий характер обрушения может быть от ложной до зависания включительно	0,9	3,3

1 т годовой добычи в 1,5—3 раза на разрезах ниже, чем на шахтах. Строительство разрезов осуществляется быстрее и дешевле, а темпы наращивания производственных мощностей во много раз выше, чем на шахтах (Угольные месторождения..., 1971). На разрезах не проявляются такие осложняющие ведение горных работ горно-геологические факторы, как горные удары, выбросы газа, угля и пород, в меньшей степени, чем на шахтах опасно самовозгорание углей и пневмокониоз.

Открытым способом разрабатываются преимущественно месторождения (или их части), содержащие мощные пласты угля при горизонтальном и пологом залегании и относительно небольшой глубине от дневной поверхности, а также верхние горизонты мощных круто падающих пластов. Разработка углей открытым способом ведется почти во всех осваиваемых угольных бассейнах и районах Советского Союза, исключая Донецкий, Печорский, Львовско-Волынский и Кизеловский. В Днепровском, Канско-Ачинском, Иркутском, Южно-Уральском бассейнах, на крупных месторождениях Казахстана, Средней Азии, Серовского угленосного района Урала открытый способ угледобычи основной.

Внедрение мощной техники и комплексной механизации производственных процессов позволили резко увеличить глубины действующих разрезов и их производственную мощность. Так, первоначально глуби-

на разреза на Бачатском месторождении (Кузбасс) увеличена до 250 м с перспективой развития открытого способа добычи до глубины 500 м. Проектная глубина Коркинского разреза (Челябинский бассейн), установленная в 1942 г. в 170 м, в 1976 г. изменена до 383 м с перспективой дальнейшего увеличения до 500 м.

Главный технико-экономический показатель возможности открытого способа работ — предельный коэффициент вскрыши. В 1936—1945 гг. открытым способом обрабатывались верхние горизонты месторождений на наиболее благоприятных по природным условиям участках; коэффициент вскрыши сохранялся на уровне около 1,5 м³/т. В послевоенный период за счет углубки разрезов и ввода в эксплуатацию новых разрезов с более сложными горно-геологическими условиями (Кузбасс) коэффициент вскрыши увеличился и к настоящему времени достигает в среднем 6—8 м³/т (табл. 55). В Северо-Восточных районах бурые угли разрабатываются в зоне многолетней мерзлоты Кангаласским разрезом, у которого углы откосов уступов рабочего борта по углю 80°, по породе — 60°. По проектным проработкам величина предельного коэффициента вскрыши для отдельных месторождений колеблется в пределах 10—20 м³/т (до 30—33 м³/т). Производственная мощность отдельных разрезов достигает 25 млн. т/год, проектируются разрезы мощностью 25 (Ирша-Бородинский), 45 (Экибастузский) и на крутом падении пластов 15 (Бачатский) млн. т угля в год.

Основные горно-геологические факторы, влияющие на технико-экономические условия разработки углей открытым способом, — такие, которые могут вызвать деформации бортов разрезов или отвалов вскрышных пород. К ним относятся: 1) геологические факторы: литологический состав, прочность, трещиноватость, слоистость, тектоническая нарушенность, стойкость (выветриваемость и др.), способность к набуханию и размоканию пород; 2) гидрогеологические факторы: гидростатическое давление, гидродинамическое давление, суффозионные явления, подток воды к набухающим породам, выщелачивание, большие статические запасы подземных вод; 3) климатические факторы: количество и характер атмосферных осадков, температурный режим района и растительность, режим ветров (Методическое пособие..., 1965). Основные деформации в процессе ведения открытых работ — осыпи откосов, обрушения уступов и бортов, оползни, связанные с наличием поверхностей ослабления, оползни, связанные с выпиранием основания, оползни изотропных массивов и покровные оползни, оплывины и просадки.

При разработке угольных месторождений открытым способом для обеспечения устойчивости бортов разрезов, внутренних и внешних отвалов и естественных склонов рельефа необходимо выполнять мероприятия по поддержанию равновесия естественных склонов при их подработке и снижении степени устойчивости под воздействием динамических нагрузок; по предупреждению проявлений суффозионных процессов с внезапным разжижением водоносных песков, в песчаных породах, вскрываемых бортами разрезов; по предупреждению возникновения гидродинамического давления в бортах разреза при его углублении или же при приближении фронта горных работ к поверхностным водотокам, а также выдавливания глинистых пород в основании уступов при переходе пород в пластичное состояние.

Надо изучать изменения во времени под воздействием атмосферных агентов физико-механических свойств гидрофильных пород, главным образом в нерабочем борту разреза, углы падения и ориентировки плоскостей напластования относительно фронта разработки; углы падения подугольных пород для рационального размещения внутренних отвалов.

Основные горнотехнические параметры действующих разрезов

Бассейны, районы, месторождения	Число разрезов в 1973 г.	Производственная мощность, млн. т/год от — до	Глубина разработки, м от — до средняя	Разрабатываемые пласты угля		Углы наклона откосов, °			Коэффициент вскрыши м ³ /т, от — до средний
				число на одном разрезе	мощность, м от — до средняя	рабочего борта по углю от — до преобладающие	рабочего борта по породе от — до преобладающие	нерабочего борта от — до преобладающие	
Всего СССР	69	0,1—25,0	$\frac{32-368}{90}$	1—10	$\frac{1,5-200,0}{43,0}$	$\frac{8-90}{30-80}$	$\frac{10-80}{20-40}$	$\frac{15-55}{20-35}$	$\frac{1,0-17,7}{6,55}$
в том числе:									
Каменные угли в пластах:	32	0,15—25,0	$\frac{32-140}{84}$	1—7	$\frac{2,7-145,8}{33,0}$	$\frac{13-80}{30-70}$	$\frac{9-80}{20-45}$	$\frac{20-60}{25-40}$	$\frac{1,0-13,6}{6,0}$
Пололого залегания	20	0,15—4,1	$\frac{32-137}{73}$	1—7	$\frac{2,7-34,9}{18,0}$	$\frac{28-80}{65-80}$	$\frac{10-80}{20-60}$	$\frac{25-60}{25-40}$	$\frac{1,8-13,6}{5,7}$
Кузнецкий	9	0,9—4,1	$\frac{54-137}{95}$	2—7	$\frac{13,3-34,9}{22,0}$	47—57	$\frac{20-71}{20-36}$	26—35	$\frac{3,2-13,6}{7,5}$
Иркутский	4	2,2—4,1	$\frac{40-55}{43}$	1	$\frac{4,1-6,4}{5,1}$	80	60—80	37—50	$\frac{2,1-4,5}{3,3}$
Северо-Восток	2	0,15—0,54	$\frac{32-50}{41}$	1—4	$\frac{21,0-26,2}{23,6}$	28—80	28—65	50—60	$\frac{1,8-3,7}{2,7}$
Наклонного и крутого залегания	12	0,7—25,0	$\frac{80-140}{102}$	1—7	$\frac{18,0-145,8}{57,9}$	$\frac{13-60}{13-47}$	$\frac{9-45}{10-35}$	$\frac{20-55}{20-35}$	$\frac{1,0-13,6}{6,7}$
Кузнецкий	8	0,7—4,5	$\frac{80-140}{111}$	1—7	$\frac{18,0-49,0}{31,0}$	—	$\frac{11-45}{25-35}$	—	$\frac{5,1-13,6}{9,0}$
Экибастузский	3	10,5—25,0	$\frac{50-114}{88}$	3	$\frac{117,0-160,0}{141,0}$	13—18	7—12	20—55	$\frac{1,0-2,2}{1,6}$
Бурые угли в пластах:	37	0,1—12,9	$\frac{32-368}{95}$	1—10	$\frac{1,5-200,0}{120,0}$	$\frac{8-90}{30-80}$	$\frac{10-80}{20-40}$	$\frac{14-45}{20-35}$	$\frac{1,1-17,7}{6,9}$
Пололого залегания	28	0,1—12,9	$\frac{32-207}{72}$	1—5	$\frac{1,5-50,2}{13,8}$	$\frac{8-90}{30-80}$	$\frac{10-80}{30-40}$	$\frac{15-45}{20-35}$	$\frac{1,1-17,7}{6,4}$
Днепровский	7	0,25—2,75	$\frac{32-89}{63}$	1—2	$\frac{3,9-7,6}{5,8}$	$\frac{8-70}{8-13}$	$\frac{10-45}{10-16}$	$\frac{16-40}{16-30}$	$\frac{4,3-9,2}{7,3}$
Канско-Ачинский	2	10,8—12,9	96	1—4	$\frac{15,0-43,8}{29,4}$	14—80	14—60	32—35	$\frac{1,1-1,6}{1,35}$
Иркутский	2	2,35—8,0	$\frac{38-55}{46}$	2	$\frac{10,3-13,0}{11,6}$	70—90	50—70	45—60	$\frac{0,9-1,1}{1,0}$
Кивда-Райчихинское	4	1,45—5,2	$\frac{50-65}{56}$	1	$\frac{3,3-4,1}{3,8}$	75—80	20—45	15—35	$\frac{6,5-8,1}{7,2}$
Наклонного и крутого залегания	9	0,1—5,6	$\frac{68-368}{155}$	1—10	$\frac{6,2-200,0}{62,0}$	$\frac{10-80}{30-80}$	$\frac{18-60}{20-35}$	$\frac{14-42}{20-30}$	$\frac{2,5-13,5}{8,5}$
Челябинский	3	0,45—5,9	$\frac{152-368}{230}$	3—10	$\frac{80,0-200,0}{131,0}$	$\frac{20-65}{20-35}$	18—35	14—30	$\frac{5,3-12,2}{8,5}$

МАЛОАМПЛИТУДНЫЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗРЫВЫ

Разработка угольных месторождений подземным способом существенно осложняется проявлениями малоамплитудных нарушений пород. Под малоамплитудными тектоническими разрывами (нарушениями) обычно понимаются такие, амплитуда которых не превышает 10—25 м. Наиболее часто встречающиеся в очистных горных выработках малоамплитудные разрывы (как и аналогичные пликативные структуры) наиболее трудно поддаются выявлению при разведке. В сущности, до настоящего времени еще не разработаны методы разведки, позволяющие заблаговременно выявить на подлежащих разработке участках все разрывы даже с амплитудой 10—25 м, не говоря уже о разрывах меньшей амплитуды.

Лишь в последние годы начали появляться геофизические способы выявления малоамплитудных разрывов впереди забоев горных выработок (Борже, 1967; Мясников, Исаев, 1969). Поэтому, как правило, большая часть малоамплитудных нарушений встречается подготовительными выработками и очистными забоями внезапно, что создает большие препятствия для непрерывного подвигания забоев, так как в зоне разрыва снижается устойчивость пород кровли, усложняются условия работы крепи, наблюдаются вывалы пород и даже завалы горных выработок. Это приводит к необходимости выполнять дополнительные работы в зоне перехода нарушений для создания соответствующего габаритам очистных механизмов рабочего пространства.

В последнее время предложено в связи с этим подразделять малоамплитудные разрывы на два вида — так называемые переходимые и непереходимые. Под первыми понимаются такие, амплитуда которых существенно меньше мощности разрабатываемого пласта или слоя, в связи с чем очистные рабочие механизмы могут перемещаться через нарушение без перенарезки забоя или без большого объема породных работ. Если же амплитуда нарушения сопоставима с мощностью пласта или превышает последнюю, забой вообще выбывает из строя и требуется новая его нарезка за нарушением. Такое нарушение называют непереходимым.

Снижение общей скорости подвигания очистного забоя отрицательно сказывается на всех технико-экономических показателях шахты: падает производительность труда, увеличиваются затраты на поддержание выработок и т. д. Особенно неблагоприятно воздействуют такие нарушения на работу современных высокопроизводительных добычных комплексов ввиду большой трудоемкости монтажно-демонтажных и наладочных работ, которые приходится выполнять при перенарезке забоев. Естественно, что чем меньше мощность пласта, тем сильнее неблагоприятное воздействие малоамплитудных нарушений, которые в этом случае чаще становятся непереходимыми (рис. 26, а).

Большое значение имеют частота и ориентировка разрывов. При очень большой их частоте разработка пластов может оказаться экономически невыгодной и нарушенные запасы приходится оставлять в недрах (рис. 26, б). Так как в настоящее время очистные забои (лавы) в большинстве случаев располагаются по линии наибольшего ската, т. е. вдоль падения пластов, а их продвижение осуществляется по простиранию, то наиболее неблагоприятны разрывы продольного и диагонального направления. Разрывы обоих направлений создают ступенчатость забоя по падению, что затрудняет транспортировку отбитого угля вдоль забоя на откаточную выработку. Разрабатываемые угольные участки забоя необходимо постоянно соединять между собой специальными выработками по породе (рис. 26, в). В таких лавах невозможно

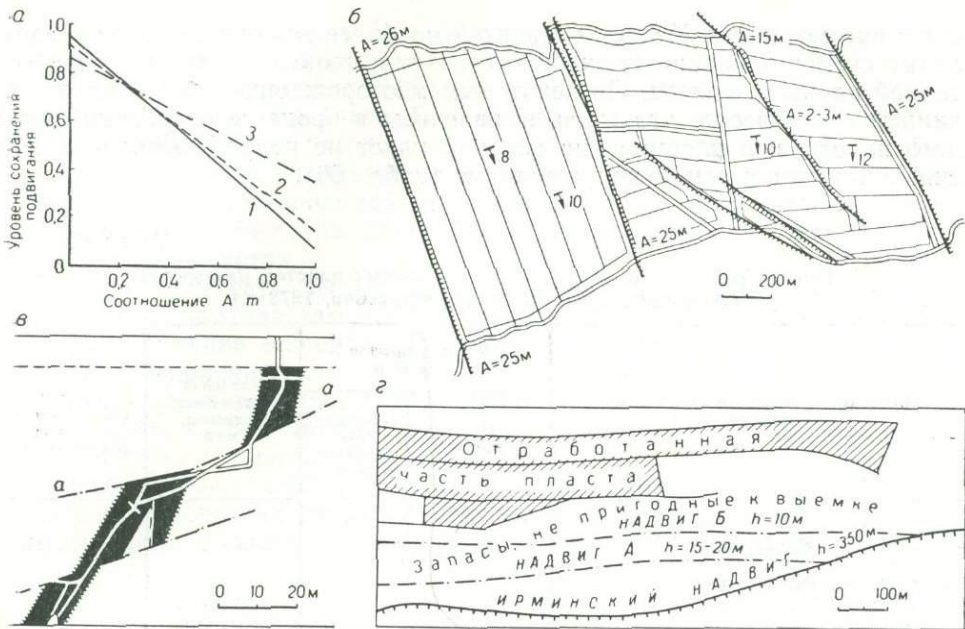


Рис. 26. Влияние малоамплитудных тектонических разрывов на разработку угольных пластов:

а — зависимость месячного подвигания лавы от отношения амплитуды нарушения к мощности пласта (1 — забои с узкозахватными комбайнами и стругами, 2 — широкозахватные комбайны, 3 — врубовые машины, по Ю. А. Ревнивых, 1969 г.); б — пример улучшения условий разработки при должном учете ориентировки разрывов (шх. 20 Воркутского месторождения); в — расчленение горизонта разработки разрывами (шх. им. Калинина, Кузбасс, по А. С. Забродину, 1968 г.); г — пример недоработки запасов из-за тектонической нарушенности (пласт К₇ шх. им. Чеснокова, Донбасс)

применение механизированных комплексов, поэтому пораженные частыми продольными разрывами участки шахтного поля во многих случаях не разрабатываются.

Неблагоприятное влияние систем одинаково ориентированных малоамплитудных разрывов иногда может быть в значительной степени ослаблено соответствующей переориентировкой движения очистных забоев. Например, на Воргашорском участке шахты 20 неблагоприятное воздействие системы поперечных разрывов было снижено изменением принятого ранее подвигания забоев по простиранию на согласное с направлением разрывов подвигание по падению и восстанию пласта (рис. 26, б).

При обработке геологических данных было бы желательно оценивать в количественной форме как особые закономерности, присущие этому виду тектонических нарушений, так и степень их отрицательного влияния на работу шахт, разрезов. В частности, особенно важно количественно оценивать частоту встречаемости малоамплитудных разрывов, что дало бы возможность определять размеры ненарушенных участков полей для применения очистных комплексов. В Кузнецком бассейне подсчитано, что увеличение ненарушенной длины выемочного поля с 300 до 600 м позволяет увеличить ежемесячную добычу с одного забоя с 15 до 22,5 тыс. т угля (Ардашев, 1969).

К сожалению, стандартные методы определения частоты нарушений пока еще не разработаны, а рекомендованные различными организациями или исследователями предложения еще недостаточно опробованы. Все же имеющиеся немногочисленные данные по некоторым месторождениям представляются достаточно интересными и заслужи-

вают рассмотрения. Из них сравнительно более многочисленны определения суммарной длины тектонических разрывов на единицу отработанной площади пласта. По некоторым месторождениям также имеются данные о количестве разрывов, выявленных в процессе отработки каждого пласта, и о площади, на которой пласт не разрабатывался из-за сильной тектонической нарушенности (табл. 56).

Таблица 56

Показатели степени нарушенности угольных пластов разрывами
(Забродин, 1969; В. Ф. Твердохлебов, 1972 г.)

Бассейны, районы, месторождения, шахты	Число разрывов на один пласт		Удельная протяженность разрывов, м/га	Часть площади, неотработанная из-за разрывов, %
	всего	с амплитудой больше 2 м		
<i>Кузнецкий</i>				
Прокопьевско-Киселевский				
Зиминка 3/4	—	—	113—278	—
7 им. Калинина	—	—	91—270	—
Томь-Усинский				
им. Ленина	13—82	5—25	43—100	0—2
Кемеровский				
Южная	47	17	63	0,1
Ленинский				
Польсаевская 2	19—41	8—9	3—14	2—4
<i>Карагандинский</i>				
Промышленный				
12—12-бис	113—123	8—15	23—32	3—8
17	70—129	13—22	24—70	6—11
70	43—73	3—10	14—46	4—25
Саранский				
120	70—103	9—12	22—70	8—15
121	69—188	14—30	15—76	13—43
Шерубайнуринский				
9	98—110	8—25	56—60	1—12
14	178	21	66	Нет
4	132	8	68	18
Тентекский, им. Ленина	19—237	28	8—52	Нет
<i>Печорский</i>				
Воркутское м-ние, шахты:				
20	120	46	104	11
17	24	6	21	1
18	30	6	22	4
25	11—14	2	4—8	3
26	7—9	3—6	2—3	0—1
27	11—13	6	1—5	4—11
30	23	2	7	3
29	2	—	1	Нет
40	11—13	2—4	18	2—4

Как видно из табл. 56, установленное в пределах отработанной части шахтных полей общее число разрывов колеблется в весьма широких пределах от единиц до сотен. Чем сложнее тектоническое строение месторождений, тем больший удельный вес приобретают очень мелкие нарушения с амплитудой менее 2 м. Поэтому резко колеблет-

ся удельная протяженность разрывов, приходящихся на единицу отработанной площади пластов: от 1—2 м/га на Воркутском месторождении Печорского бассейна до 278 м на шах. Зиминка 3/4 в Прокопьевско-Киселевском районе Кузбасса. В последнем случае при обычной длине очистного забоя 100 м нарушения могут быть встречены через каждые 25—30 м, что, естественно, говорит о сложных условиях добычи угля. В связи с тектонической нарушенностью на некоторых шахтах Карагандинского бассейна оказались непригодными к разработке до 43% площади пластов.

Следует отметить весьма существенные различия показателей по разрабатываемым пластам одного и того же шахтного поля (в табл. 56 приведены крайние значения). Причины этих колебаний еще не вполне ясны. В определенной степени это может объясняться неравноценностью исходных первичных материалов и несовершенством методики исследования, однако нельзя исключить и более глубокой причины: свойств пласта и вмещающих его пород.

Приведенные данные о большой относительной частоте малоамплитудных тектонических разрывов подтверждаются и другими многочисленными исследованиями. В табл. 57 показано распределение числа

Таблица 57

Распределение (%) числа тектонических разрывов по амплитуде (Реферат ..., 1970)

Бассейны, районы, месторождения, шахты	Амплитуды тектонических разрывов, м					
	менее 1	1—5	5—10	10—15	15—25	более 25
Донецкий						
Красноармейский						
шах. Красноармейская, Россия,						
2-я Родинская	71,6	21,0	3,4	2,0	0,7	1,3
Алмазный						
шах. им. Ильичева, им. Чеснокова	56,8	37,9	0,9	—	—	4,4
Партизанский		64,8	14,2	10,1		10,9
Ткварчельское		77,4	7,4	6,3	3,2	5,7
о. Сахалин						
шах. 16/17 Бошняковская		88,6	5,0	1,0		5,4

выявленных тектонических разрывов по их амплитуде. Как видно, от 64,8% до 94,7% всех разрывов имеют амплитуду менее 5 м. Таким образом, число разрывов на шахтных полях увеличивается в обратно-пропорциональной зависимости от их амплитуд (рис. 27, а), что подтверждает генетическую связь трещиноватости пород с тектоникой.

Приведенные количественные данные находятся в соответствии с известной формулой М. В. Гзовского (1963), показывающей, что при уменьшении величины тектонических разрывов должно расти их число на единицу поверхности исследуемого массива. Так, например, применение упомянутой формулы для анализа распределения 92 выявленных на поле шахты Родаково-Юрьевской (Донбасс) тектонических разрывов (Пугачев, 1968₂) протяженностью от более 5000 до 100 м и прогноза возможного количества более мелких нарушений, показало, что в данном случае можно ожидать от 100 до 140 разрывов средней длиной 75 м на одном квадратном километре. Приведенный расчет подтвердил правильность отнесения данного поля к непригодным для промышленного освоения.

Следует вместе с тем отметить, что несмотря на известную ценность приведенных количественных данных и расчетов, их существен-

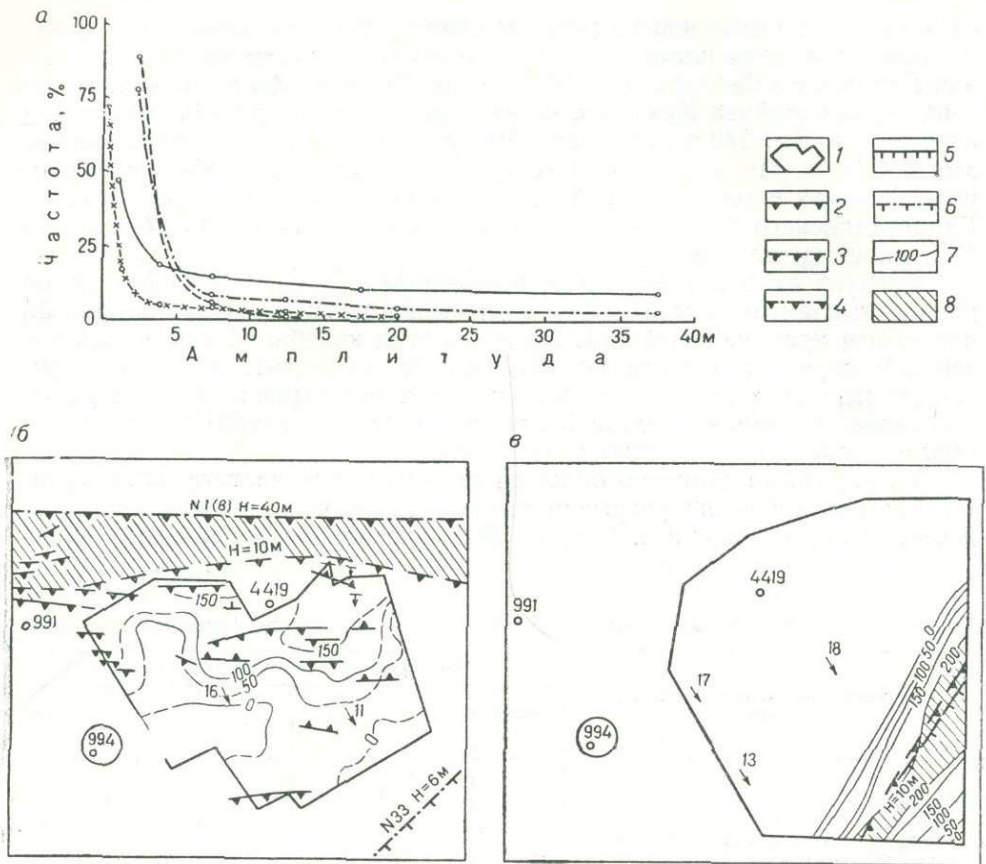


Рис. 27. Встречаемость и расположение малоамплитудных тектонических разрывов:

а — зависимость между амплитудой и частотой встречаемости разрывов (сплошная линия — Партизанский бассейн, штриховая — м-ния о. Сахалин, штрих-пунктирная линия — Ткварчельское м-ние, штрих с крестом — Красноармейский район Донбасса); б — характеристика нарушения участка пласта K_4 пх. 120 Карагандинского бассейна; в — то же, по пласту K_4 на сопоставимой площади (по В. Ф. Твердохлебову, 1973 г.): 1 — контур отработанных площадей; взбросы: 2 — установленные при эксплуатации, 3 — предполагаемые, 4 — выявленные разведкой; сбросы: 5 — предполагаемые, 6 — выявленные разведкой; 7 — изолинии показателя нарушения (суммарной протяженности разрывов в метрах на 1 га); 8 — площади с показателем нарушения более 200

ный недостаток: невозможность использования для решения конкретных вопросов геологической разведки и горного дела, когда требуется знание пространственного положения разрывов. Определенное значение для этой цели могут иметь некоторые выявленные зависимости между малоамплитудными разрывами угольных пластов, складчатостью угленосных отложений и тектоническими разрывами более крупных классов. Так, малоамплитудные разрывы чаще появляются в местах резких перегибов угольных пластов в складчатых структурах. Например, изучение 270 тектонических разрывов и 220 искривлений на 72 пластах 10 шахт Кузбасса показало, что изгибы пласта в штреке радиусом до 100 м, как правило, сопровождалась мелкими разрывными нарушениями. При изгибах радиусом от 100 до 200 м связь последних с разрывными нарушениями отмечалась лишь в 67% случаев, а для изгибов большого радиуса связи с нарушением не установлено (Ардашев, 1969).

Отмечается явная генетическая связь малоамплитудных тектонических разрывов с более крупными их классами нарушений, свидетельствующая об образовании всех разрывов в едином тектоническом

процессе. Малоамплитудные разрывы большей частью относятся к тем же системам по ориентировке в пространстве и времени образования, что и развитые на месторождении крупные разрывы.

Малоамплитудные разрывы в еще большей степени, чем разрывы более крупных классов, склонны к группированию и зональному расположению. Зоны таких разрывов, как правило, пространственно тяготеют к сместителям более крупных разрывов (рис. 27, б). Особенно часто они встречаются в висячих крыльях последних. Вместе с тем прогнозировать ширину зон и число малоамплитудных разрывов в них почти невозможно. Столь же трудно прогнозировать малоамплитудную нарушенность соседних пластов. Вследствие особенностей структурно-геологических условий, физико-механических свойств пород и других еще не выясненных причин тектоническая нарушенность соседних пластов (на совместимых площадях) может иметь существенно различный характер (рис. 27, в).

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ УГЛЯ И ПОРОД

Согласно общепринятой терминологии трещинами обычно называются разрывы в горных породах, перемещения по которым либо совершенно отсутствуют, либо имеют незначительную величину. Трещиноватость — это разделение породы плоскостями на серию блоков (разрыв сплошности породы), связанное с самыми различными причинами — тектоническими, гравитационными, контракционными, выветриванием и т. д.

Проведенные исследования показали, что все связные и литифицированные породы угленосных формаций в той или иной степени поражены трещинами. В еще большей степени трещины развиваются в угольных пластах, даже залегающих среди нецементированных песков и пластических глин. Трещиноватость оказывает большое влияние на ряд горно-геологических и инженерно-геологических условий проведения горных выработок. От характера и интенсивности трещиноватости зависят степень устойчивости в горных выработках равнопрочных и идентичных по литологическому составу горных пород, формы обрушений пород кровли. Установлено, что наиболее подвержены обрушениям кровли и завалам очистные забои, расположенные параллельно направлениям основной системы трещин, особенно если падение последних направлено в сторону забоя. Резко уменьшается число завалов, если забои располагаются под углом более 45° к простиранию основной системы трещин.

Трещиноватость горных пород относится к числу их основных физико-механических свойств, которые учитываются в теории горного давления. Нарушенность массива горных пород трещинами позволяет применить для вывода основных положений расчета крепи теорию сыпучих (дискретных) тел (Бокий, 1959). С другой стороны, трещиноватость — одна из основных причин, не позволивших до сих пор создать удовлетворительные методы прогноза устойчивости пород с распространением на массив определений физико-механических свойств образцов пород.

Трещиноватость пород во многом определяет гидрогеологические условия разработки угольных пластов, так как часто основными водоносными горизонтами служат трещинные коллекторы. Как известно, на глубоких горизонтах от степени трещиноватости пород и угля в значительной мере зависит их газоносность и интенсивность таких газодинамических явлений, как суфляры, выбросы угля и пород. Трещиноватость энергетических углей и некоторых антрацитов весьма неблаго-

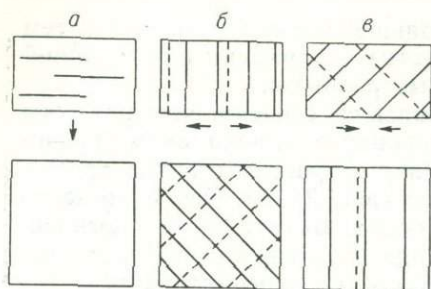


Рис. 28. Схема расположения основных типов трещин в угольных пластах (верхний ряд — в разрезе, нижний — в плане):

a — трещины по наслоению; *б* — нормальносекущие (эндогенные, диагенетические) трещины; *в* — кососекущие (экзогенные, тектонические) трещины. Стрелками показано направление образующих сил

приятно сказывается на экономических показателях работы предприятий, способствует снижению кусковатости при добыче. Например, по этой причине весьма затрудняется использование антрацитов Горловского бассейна в качестве сырья для электродной промышленности, поскольку при их добыче выход мелочи (менее 25 мм) достигает 85%. Разработка пластов угля серьезно затрудняется при наличии минерализованных трещин, заполненных пленками и прожилками кальцита, кварца, пирита и других минералов.

Изучению трещиноватости угля и вмещающих пород при разведке и эксплуатации угольных месторождений всегда уделяется большое внимание, что позволило накопить обширные данные. Установлено, что наибольшее влияние на условия разработки пластов оказывает степень ориентированности, направление и частота (интенсивность) трещин. По своей ориентировке в массиве пород угленосных формаций трещины можно подразделить на две основные группы: упорядоченные и беспорядочные. Первая группа трещин формируется под воздействием направленных факторов их образования, например, тектонических сил, гравитации или контракционного сжатия при диагенезе, усыхания и т. п. Среди трещин этой группы можно выделить системы по направлению простирания и падения их плоскостей или по другим признакам (например, возрасту). В образовании неупорядоченных трещин главенствующее значение имеет отсутствие направленности воздействующего фактора, например, влияние выветривания, остаточная трещиноватость и т. п.

Наибольшее значение при разработке угольных месторождений имеет упорядоченная трещиноватость пород и угля, образующаяся в основном под влиянием тектонических сил, а также гравитации и уплотнения при осадкообразовании, диагенезе и метаморфизме пород. Упорядоченные трещины в конкретном блоке (массиве) пород угленосных формаций принято классифицировать по расположению относительно наслоения (пластов) на три класса: по наслоению, нормальносекущие и кососекущие (рис. 28). Установлено, что трещины этих трех основных классов имеют различное генетическое происхождение.

Трещины по наслоению возникают из-за различий литологического состава пород, зависят от первичных условий осадконакопления и, как правило, закрыты, раскрываются местами под влиянием тектонических сил (складчатости) или выветривания. Протяженность и ориентировка трещин целиком зависят от характера слоистости (параллельная, косая, волнистая и т. д.) и литологического состава контактирующих слоев. Трещины нормальносекущие (перпендикулярные наслоению) и кососекущие ранее объединялись в понятие «кливаж» пород и угля (Иванов, 1939; Деннис, 1971).

В практике угольного горного дела в настоящее время кливаж понимается как основное направление трещиноватости угля и пород кровли, которое должно наноситься на планы горных работ с целью наибо-

лее безопасного и выгодного расположения горных выработок. По направленности и генезису основная система трещин также может быть как нормальносекущей, так и косесекущей. Нормальносекущие трещины характеризуются рядом особенностей, из которых главнейшая — их внутрислоистый характер. Как правило, нормальносекущие трещины, если только по ним позже не развиваются тектонические разрывы, не распространяются в соседние пласты (слои), ограничиваясь кровлей и почвой данного пласта. Эти трещины располагаются в пласте взаимно перпендикулярными системами. На месторождении бывает от одной до двух пар систем. При наличии двух пар последние ориентируются под углом около 45° одна к другой (диагонально). Степень выраженности и частота трещин в каждой системе совершенно различны, в связи с чем обычно одна из систем может быть выделена в качестве основной, наиболее выраженной.

Частота нормальносекущих трещин (число на единицу длины исследуемого участка пласта) весьма зависит от литологических особенностей пород и их физико-механических свойств, уменьшаясь в ряду уголь — глинистые породы — песчаники (известняки). Так, например, в Донбассе трещины в угле располагаются через 1—5 см, а в песчаниках — через 0,3—2 м. В Кузбассе частота трещин увеличивается от 10 на 1 погонный метр в песчаниках до нескольких десятков в углях. В одном угольном пласте прослой петрографически разных углей существенно отличаются по интенсивности трещиноватости. Максимальное число трещин наблюдается в блестящих, минимальное — в матовых углях. Характерная особенность нормальносекущих трещин в углях — их ровная, гладкая, часто блестящая (Донбасс) поверхность со следами разрыва в виде глазков. В зернистых породах поверхность этих трещин также зернистая, без следов притертости на нескладчатых месторождениях. К этим трещинам наиболее часто приурочена минерализация (пленки кальцита, пирита и других минералов), что свидетельствует об их первоначально открытом характере.

Указанные особенности позволили Г. А. Иванову (1939) выдвинуть предположение о происхождении таких трещин, которые он назвал эндогенными, под влиянием внутренних напряжений растяжения в самом веществе угля и пород в процессе их диагенеза. При этом он отметил и участие тектонических сил, в частности более интенсивного прогибания юго-восточной части Донбасса, обусловившего преобладающее развитие в бассейне субмеридиональных эндогенных трещин. Изложенное представление о генезисе нормальносекущих трещин как трещин диагенеза преобладает среди исследователей этого явления.

В. С. Вередя (1970) подтвердил для условий Донбасса доскладчатый характер эндогенных трещин и высказал предположение о планетарном их генезисе, поскольку географическая ориентировка выделяемых им шести систем этих трещин близка к линеаментам Р. Зондера (табл. 58). Представляется интересным сопоставить пространственную ориентировку нормальносекущих трещин в различных угольных бассейнах СССР (рис. 29, а).

Как видно из табл. 58, системы нормальносекущих трещин, наблюдаемых в угольных пластах различных бассейнов как европейской, так и азиатской частей Советского Союза, могут быть довольно четко распределены по четырем группам в отношении географической ориентировки их простираний. В выделенных группах наблюдается сравнительно большая кучность систем: отклонения простираний трещин в группах систем, если отвлечься от условной векториальности этого показателя, в преобладающем числе случаев не превышает 20° . Такая тесная группировка, по-видимому, не случайна и может быть объяснена только

Ориентировка нормальносекущих трещин в угольных пластах некоторых бассейнов

Бассейны, районы, месторождения	Системы трещин и их азимуты, °			
	I Субмеридиональная (С — Ю)	II Субширотная (В — З)	III Первая диагональная (СВ — ЮЗ)	IV Вторая диагональная (ЮВ — СЗ)
Донецкий	360	88	49	298
Подмосковный	340—5	—	211—247	281—302
Печорский Воркутское	340	70	—	—
Кузнецкий Анжерский	355	90	45	135
Карагандинский Промышленный	345—355	75—85	—	—
Саранский	325—360	248—275	—	126
Шерубайнуринский	340—360	250—270	210—230	298—320

наличием некоторого общего воздействующего фактора. Вместе с тем обращают на себя внимание некоторые важные особенности распределения наблюдаемых систем по группам ориентировки. Во-первых, устанавливается, что не во всех перечисленных бассейнах и месторождениях имеются все четыре группы систем. В менее тектонически нарушенных бассейнах и месторождениях количество систем уменьшается, причем это уменьшение происходит за счет диагональных систем. Во-вторых, следует отметить, что во всех случаях установлено наличие субмеридиональных систем нормальносекущих трещин. В преобладающем числе случаев присутствуют и субширотные системы, причем системы последних двух групп, как правило, наиболее хорошо выражены. Исключение — Донбасс, в котором лучше выражены диагональные системы.

Весьма любопытно, что во всех бассейнах и месторождениях основные, наилучше выраженные — системы, простирание которых совпадает с простиранием самого бассейна, месторождения или перпендикулярно последнему, особенно при тектонических контурах бассейна (месторождения) или наличии внутри него аналогичных очень крупных тектонических разломов. Не является исключением в этом отношении и Донецкий бассейн. Следует отметить, что в преобладающем большинстве случаев устанавливается идентичность ориентировки простирания систем нормальносекущих трещин в пластах независимо от их стратиграфического положения. Системы трещин вмещающих пород ориентируются аналогично трещинам в пластах, хотя наблюдаются небольшие отклонения (в пределах 15—20°), обычно довольно систематизированные (односторонние). Это свидетельствует о воздействии равнонаправленного фактора на протяжении, как минимум, всего времени отложения и диагенеза угленосной формации. Изложенные обстоятельства позволяют считать основным фактором упорядоченного расположения нормальносекущей трещиноватости, образовавшейся в процессе диагенеза осадков, по-видимому, тектонические глыбовые движения фундамента области угленакопления.

В противоположность нормальносекущим кососекущие трещины могут быть внутрипластовыми и распространяться за пределы пласта, охватывая группу пластов (слоев), что случается чаще. Поверхности этих трещин обычно притерты, со следами скольжения в виде штриховатости, струйчатости, борозд, конусовидных бугорков и других призна-

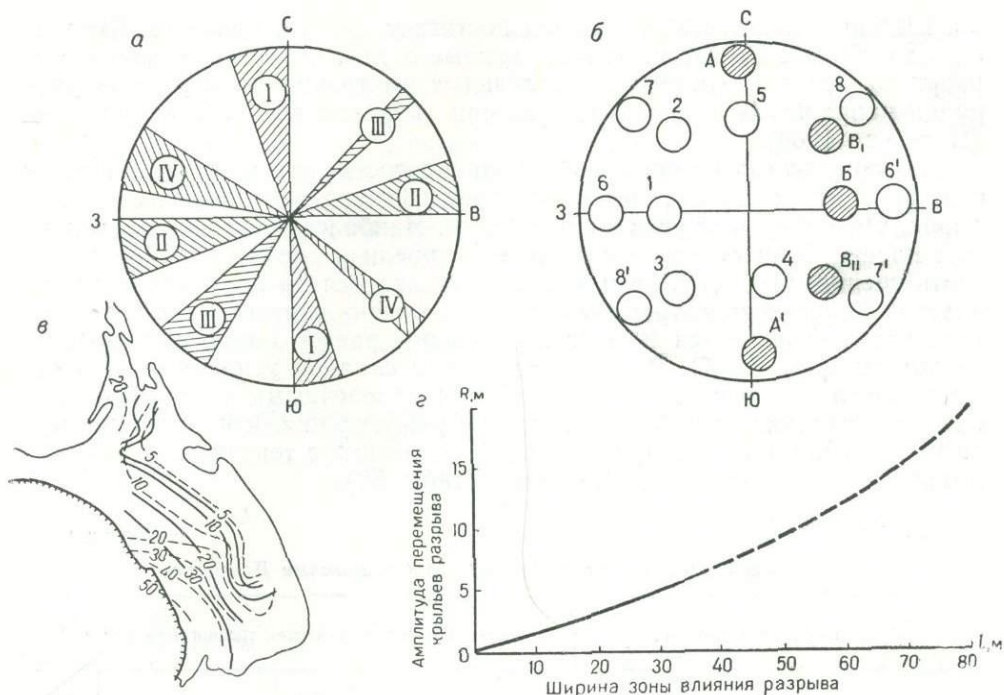


Рис. 29. Ориентировка тектонических трещин в пространстве и их соотношения с тектоническими разрывами:

а — общая ориентировка систем нормальнонаходящихся трещин в угольных бассейнах (см. табл. 58); б — системы нормальных (штриховано) и кососекущих трещин с их индексами на поле шх. 5—7 Анжерского района Кузбасса (по А. А. Беллицкому, 1953 г.); в — интенсивность трещиноватости пород Кузбасса (по Н. В. Мельникову, 1969 г.), изолинии удельной поверхности трещин, $\text{м}^2/\text{м}^3$; сплошные — в песчаниках, пунктиром — в алевролитах; z — график соотношения амплитуды и ширины зоны влияния нарушений на трещиноватость пород в Кузбассе (по А. С. Забродину, 1969 г.)

ков. Установлена генетическая связь кососекущих трещин с тектоническими движениями, в связи с чем Г. А. Иванов назвал их экзогенными. Системы таких трещин отмечаются только в тектонически нарушенных угленосных отложениях, подвергшихся складкообразованию или разрывам. Чем интенсивнее тектоническая нарушенность, тем больше насчитывается систем кососекущих трещин. Так, кососекущие трещины отсутствуют в Подмосковном бассейне, а на слабонарушенном Воркутском месторождении Печорского бассейна их установлено 3 системы, в Донбассе отмечается 5 систем, в Анжерском районе Кузбасса — 8 систем, в западной части Карагандинского бассейна — до 10 систем.

Экзогенные трещины образуются в результате деформаций сжатия и растяжения, которым подвергаются угленосные отложения при тектоногенезе. Их пространственная ориентировка зависит от величины и направления местных деформирующих сил. Трещины обычно располагаются под углом около 45° к направлению действующих сил в соответствии с эллипсоидом напряжений. Поэтому отмечается тесная связь простираний систем кососекущих трещин с простиранием конкретных складчатых структур. Относительно осей складок трещины располагаются в продольном, поперечном и двух диагональных направлениях. Углы падения трещин зависят от углов падения пород на крыльях складок, будучи, как правило, больше последних на $15\text{--}20^\circ$. Могут формироваться и сопряженные пары систем по дополнительным углам падения (согласные и несогласные). Крупные тектонические разрывы сопровождаются зонами преобладания трещин аналогичной ориентиров-

ки. Ширина (мощность) таких зон достигает 100 м и более (в Кузбассе — до 800 м). Имеются, однако, данные о том, что вблизи небольших разрывов исчезает система параллельных им трещин в результате разрядки напряжений в горной породе при образовании этого разрыва (Пугачев, 1968).

Интенсивность кососекущей трещиноватости, как и нормальносекущей, зависит от литологического состава и физико-механических свойств пород, уменьшаясь от угля к песчаникам. Наиболее трещиноваты угольные пласты. При переходе к породам кровли и почвы значительная часть трещин угасает. Затем их число снижается по мере удаления от пласта. Кососекущая трещиноватость, подобно тектоническим разрывам, часто развивается по существовавшим ранее нормальносекущим трещинам (рис. 29, б). В частности, своды складок усиленно поражаются круто падающими продольными и поперечными системами трещин, простирания которых совпадают с направлениями нормальносекущих. Особенно четко связь обоих классов трещин с тектоническими разрывами устанавливается в Донбассе (табл. 59).

Таблица 59

Связь трещиноватости с тектоническими разрывами Донбасса

Типы разрывов и трещин	Азимуты простирания систем трещин и разрывов, °					
	I	II	III	IV	V	VI
Тектонические разрывы						
в угленосных отложениях	16	288	322	48	351	87
Эндогенные трещины (нормальносекущие):						
в угольных пластах	18	297	337	49	360	88
в горных породах	22	301	328	53	354	83
Экзогенные трещины (кососекущие):	D	C	B	A	F	E
в угольных пластах	17	300	336	61	Горизонтальные	86
в горных породах	15	292	333	60	То же	85

Г. А. Иванов и некоторые другие исследователи считают доказанным, что в Донбассе имеются общесейсовые системы экзогенных трещин, причем образование отдельных систем относится к соответствующей фазе складчатости. Исследованиями в Кузнецком и Карагандинском бассейнах установлена широкая дифференциация систем кососекущих трещин по районам и месторождениям, которая может истолковываться как доказательство отсутствия общесейсовых систем. Вероятно, следовало бы считать общесейсовыми только те системы, которые с различной интенсивностью проявляются на любом участке бассейна. Однако во всех бассейнах, не исключая и Донецкого, число и ориентировка систем экзогенных трещин зависят от местных особенностей тектонической структуры и физико-механических свойств пород угленосной формации и углей. Представление о бассейновой упорядоченности систем местных кососекущих трещин возникает вследствие ориентированности складчатых структур, особенно линейного характера. Поэтому вопрос о бассейновом или местном характере кососекущей трещиноватости следует считать дискуссионным до накопления большего количества информации по различным бассейнам.

При сочетании общесейсовой нормальносекущей (эндогенной) трещиноватости и местной кососекущей (экзогенной) на отдельных шахтных полях тектонически сильно нарушенных месторождений насчитывается до 10—12 и даже 16—18 систем трещин, выделяемых по ориен-

тировке их простирания и падения. Каждая из них при этом зависит от многих местных условий, чаще всего от ориентировки складчатых структур и основных тектонических разрывов. Последнее обстоятельство свидетельствует о первостепенном значении в развитии трещиноватости угленосных формаций тектонических факторов. Это положение подтверждают имеющиеся количественные оценки трещиноватости пород пермской угленосной формации Кузбасса (рис. 29, в, г). Исследованиями установлена количественная зависимость между числом трещин, физико-механическими свойствами пород и размерами возможной площади обнажения в горных выработках — главным показателем степени устойчивости пород. Пример — 277 шахтопластов в Прокопьевско-Киселевском районе Кузбасса (табл. 60).

Таблица 60

Зависимость возможной площади обнажения от трещиноватости пород
(Крылов, Ильин, Устинов, 1971)

Породы	Удельный вес в общем числе шахтопластов, %	Коэффициент крепости М. М. Протодьяконова	Число трещин на 1 м ²	Возможная площадь обнажения, м ²
Неустойчивые	31	2—5	14—30	90—700
Средней устойчивости	54	5—7	6—16	500—1200
Устойчивые	15	7—16	1—10	900—2000

В Карагандинском бассейне каждая дополнительная система трещин снижает устойчивость пород на 10—15% (Борщ-Компанец, Мартынов, 1963). В связи с переходом многих шахт Донецкого, Печорского, Кизеловского, а в последнее время и некоторых других бассейнов на глубокие горизонты важное значение приобретает вопрос о характере трещиноватости на этих горизонтах. Следует отметить, что развивающиеся на больших глубинах всестороннее сжатие пород не способствует существованию открытых трещин. Как показали гидрогеологические исследования в Донбассе, открытая трещиноватость начинает практически исчезать в различных районах с глубины 500—800 м в зависимости от степени метаморфизма пород. Однако сеть закрытых тектонических трещин при обнажении пород на этих глубинах и до максимальных вскрытых (1250 м) продолжает выявляться. Зоны тектонически трещиноватых пород обнаруживаются по керну разведочных скважин до максимальной пробуренной глубины (2100 м).

НАКЛОН (ПАДЕНИЕ) ПЛАСТОВ

Важное значение при подземном способе разработки месторождений угля имеет угол падения пластов, который определяет возможность применения того или иного вида транспортных средств по доставке добытого угля из очистных забоев на магистральные транспортные выработки. Опытным установлено, что самотечную транспортировку отбитого сухого угля по горным выработкам можно производить непосредственно по почве пластов при наклонах не менее 35—40°. При применении специальных металлических желобов (рештаков) этот предел снижается до 27—30°. При меньших углах наклона требуется принудительный транспорт. В этом случае самотечный гидротранспорт требует наклона пластов не менее 5—7°, а колесный самоходный транспорт может применяться при углах до 1—2°. Наиболее производительный конвейерный транспорт с гибкой эластичной транспортерной лентой может

применяться при углах наклона не более 15° . Учитывая, что по подземным выработкам транспортируется ежегодно сотни миллионов тонн угля и породы, производительность и экономичность указанных технических средств решающим образом влияет на все технико-экономические показатели угольной промышленности.

Конструкции добычных механизмов (комбайны, струги, комплексы и т. д.), способы отбойки (взрывной, отбойные молотки, гидроотбойка, механическое разрушение и т. п.), конструкции крепей модифицированы также по углам наклона пластов. Следует отметить, что в связи с трудностью технического решения задачи удержания на весу и одновременного перемещения вдоль забоя тяжелых работающих механизмов до сих пор не разработаны удовлетворительные конструкции механизированного крепления, а также комбайнов, стругов и других современных добычных механизмов, которые могли бы работать при крутом залегании пластов. При падении пластов более 45° , а особенно при падении более $60-70^\circ$, отбойка угля ведется малопродуктивными способами: взрывным или отбойными молотками, а на мощных пластах — щитовым способом с большими потерями. Вследствие этого разработка пластов крутого падения наиболее трудоемка, требует больших затрат ручного труда и наименее экономична.

Имеющиеся конструкции механизированных передвижных крепей очистных забоев, являющиеся неотъемлемой частью комплексов для добычи угля, наиболее работоспособны при углах падения до 20° . Добычные комбайны имеющихся конструкций могут успешно работать при любой ориентировке забоя относительно азимута падения пласта, но только при падении до 15° , при большем наклоне ими можно разрабатывать пласт только по простиранию. Именно эти особенности применения механизмов для отбойки и доставки угля по очистным и подготовительным выработкам, так же как и способы проведения последних, — причины того, что угол наклона пластов стал одним из важнейших факторов разработки. Например, применяемые для разработки крутого падения щитовые системы не годятся для полого падающих и даже наклонных, так как основаны на гравитационном принципе доставки угля и передвижения предохранительной крепи.

Величины и характер изменения углов наклона пластов определяют различие схем вскрытия угольных пластов шахтами и разрезами. При слабо изменчивом залегании пластов на шахтах могут применяться высокоэкономичные простые схемы вскрытия наклонными стволами, проходимыми по пласту угля. Складчатые и нарушенные месторождения с изменчивым наклоном пластов требуют сложных, дорогостоящих и трудоемких в обслуживании комбинированных схем вскрытия вертикальными стволами, квершлагами и наклонными выработками. Открытым способом наиболее производительными системами с внутренними отвалами вскрышных пород могут разрабатываться только полого падающие пласты, в то время как разработка круто падающих пластов требует вывозки породы на внешние отвалы. Расположение отвалов, естественно, в значительной степени влияет на стоимость вскрышных работ и себестоимость угля. Для определения порядка отработки месторождения и правильного расположения вскрывающих и очистных выработок большое значение при открытом способе имеет ориентировка наклона пластов. Пренебрежение этим фактором может привести к нарушению нормальной работы предприятия. Например, расположение забоев вверх по восстанию пласта неоднократно приводило к образованию оползней.

В связи с изложенным в горном деле большое внимание уделяется классификации угольных месторождений по углу наклона пластов. Су-

ществующей классификацией выделяется три группы пластов: пологие — 0—24°, наклонные — 25—45° и крутые — более 45°. В последнее время в связи с совершенствованием и дальнейшей специализацией горных механизмов вопрос о предельных углах для выделения указанных трех групп вызывает дискуссию. Имеются предложения об увеличении числа групп, понижении предела пологого падения до 17—18°, выделении группы полого-наклонного падения (от 17—18 до 25°), подразделении крутого падения на две группы (от 45 до 60° и более) и т. п. (Микляев, Голодяев, 1971). Интересны некоторые данные о распределении балансовых запасов и добычи угля из пластов различных углов падения на действующих шахтах и разрезах (табл. 61).

Таблица 61

Распределение балансовых запасов и добычи угля по пластам с различными углами падения (%)

Бассейны, районы, месторождения	Распределение по пластам с углами падения, °							
	балансовых запасов					добычи		
	менее 18	18—35	35—45	45—60	более 60	менее 25	25—45	более 45
Всего СССР	62	14	5	7	12	80	9	11
в том числе:								
Донецкий	70	15	4	6	5	81	8	11
Кузнецкий	33	15	8	17	27	61	11	28
Карагандинский	81	16	2	1	—	95	5	—
Печорский	69	24	3	2	2	88	10	2
Челябинский	44	34	11	11	—	68	28	4
Подмосковный	100	—	—	—	—	100	—	—
Днепроовский	100	—	—	—	—	100	—	—
Львовско-Волынский	100	—	—	—	—	100	—	—
Красноярский край	100	—	—	—	—	100	—	—
Средняя Азия	50	32	13	—	5	67	31	2
о. Сахалин	33	32	13	10	12	40	38	22

Хотя в табл. 61 в силу сложившихся обстоятельств группировки пластов при распределении запасов и добычи не полностью совпадают, приведенные данные позволяют сделать несколько важных выводов. Во-первых, вполне очевидно устанавливается, что в большинстве бассейнов на полях действующих угледобывающих предприятий резко преобладают запасы в пластах пологого и наклонного падения (до 45°). Исключение — Кузнецкий бассейн, в котором доля запасов в пластах с крутым падением повышается до 44%. Во-вторых, наблюдаются весьма широкие колебания распределения запасов по углам падения пластов, зависящие главным образом от генетического типа бассейнов. В бассейнах, располагающихся на платформах (Подмосковный, Львовско-Волынский и др.), все запасы заключены в пластах с падением не более 18°. В бассейнах полиитинного характера, располагающихся в переходных зонах (Донбасс, Печорский и др.), при преобладающем пологом падении диапазон углов наклона пластов значительно расширяется в сторону более крутых падений. В месторождениях геосинклинального типа (о. Сахалин) сдвиг еще более значителен. В этом смысле Кузбасс тяготеет к последнему типу. В-третьих, можно отметить, что доля добычи из пластов пологого падения, как правило, выше, чем участие последних в общих балансовых запасах. Наоборот, круто падающие пласты разрабатываются в меньшей степени.

Согласно данным Центрогипрошахт, из числа рекомендованных к освоению до 1980 г. балансовых геологических запасов по всем бассейнам 125 млрд. т на пологое падение приходилось 83,5%, наклонное 7,5% и крутое 9,0% (табл. 62). На полях действующих предприятий

Таблица 62

Распределение рекомендованных к скорейшему освоению запасов угля по пластам с различными углами падения (%)

Предприятия по степени освоения, типы углей	Соотношение запасов в пластах с углами падения, °			Предприятия по степени освоения, типы углей	Соотношение запасов в пластах с углами падения, °		
	0—25	25—45	45—90		0—25	25—45	45—90
Всего СССР	83,5	7,5	9,0	резервные и прочие участки	90,2	5,7	4,1
в том числе:				Угли:			
действующие шахты и разрезы	66,0	15,0	19,0	бурые	97,6	1,5	0,9
строящиеся шахты и разрезы	90,4	9,2	0,4	каменные	75,0	11,0	14,0

доля запасов наклонных и особенно круто падающих пластов значительно выше, что объясняется усиленной разработкой месторождений коксующихся углей. На полях строящихся шахт, наоборот, запасы в круто падающих пластах почти отсутствуют вследствие отказа промышленности от освоения труднорабатываемых и малоблагонадежных месторождений. Распределение по углам падения пластов рекомендованных для освоения запасов с выделением коксующихся углей и антрацитов в некоторых бассейнах приведено в табл. 63. При наличии до-

Таблица 63

Распределение запасов коксующихся углей по пластам с различными углами падения (%)

Бассейны, марки углей	Соотношение запасов в пластах с углами падения, °			Бассейны, марки углей	Соотношение запасов в пластах с углами падения, °		
	0—25	25—45	45—90		0—25	25—45	45—90
Донбасс	86,3	7,0	6,7	Кизеловский	41,3	23,7	35,0
коксующиеся	85,7	5,6	8,7	коксующиеся	44,1	18,5	37,4
антрациты	88,4	9,9	1,7	Челябинский	63,7	22,7	13,6
Печорский	87,4	6,8	5,8	Карагандинский	71,3	18,5	10,2
коксующиеся	81,4	11,0	7,6	коксующиеся	73,3	16,0	10,7

статочных запасов в полого падающих пластах последние всегда осваиваются более интенсивно и только в бассейнах, исчерпывающих свои запасы, приступают к более интенсивной разработке круто падающих пластов.

ПЫЛЕННОСТЬ И ПНЕВМОКОНИОЗОПАСНОСТЬ УГЛЯ И ГОРНЫХ ПОРОД

При проходке горных выработок по углю и породе образуется пыль, которая, попадая в легкие человека, вызывает болезнь — пневмокониоз (от угольной пыли — антракоз, а от пыли, содержащей свобод-

ную кремнекислоту — силикоз). В соответствии с «Временной инструкцией по определению силикозоопасности мест в угольной шахте» (1955 г.) силикозоопасными породами считаются такие породы, в которых содержится более 10% свободной кремнекислоты (SiO_2). Угольная пыль бывает также причиной взрывов на шахтах. Взрываемость угольной пыли зависит от количества и степени дисперсности ее, от исходного материала пыли и состава рудничной атмосферы (наличие метана CH_4). Она существенно повышается при содержании в рудничной атмосфере метана 1—2%.

Способность пыли взрываться понижается с увеличением степени метаморфизма углей. Угольная пыль с выходом летучих веществ менее 10% (антрациты и тощие угли) практически не взрывчата; пыль с выходом летучих веществ от 10 до 15% слабо взрывчата, а при более высоком выходе летучих взрываемость пыли быстро возрастает. Все шахты в угольной промышленности, разрабатывающие угли с содержанием летучих веществ в горючей массе более 10%, опасны на взрываемость угольной пыли, в них осуществляются специальные мероприятия по подавлению пыли. Наибольшей взрывоопасностью отличается каменноугольная пыль Карагандинского бассейна.

В Донецком бассейне шахты Шахтинско-Несветаевского, Сулино-Садкинского, Должанско-Ровенецкого, Боково-Хрустальского, Чистяково-Снежнянского угленосных районов, разрабатывающие угли марок А, АП, Т, относятся к неопасным. Находящиеся к северу и западу от указанных площадей шахты, разрабатывающие каменные угли марок Д—ОС, опасны и требуют применения специальных мероприятий (осланцевания, орошения и др.) для избежания взрывов в шахтах.

Наибольшее количество пыли в шахтах образуется при бурении шпуров; при взрывных работах в угольных и породных забоях; в очистных выработках во время работы комбайнов; при погрузке добытого угля. В разрезах большое количество пыли образуется при взрывных работах в забоях и при погрузке угля и пород. В указанных случаях количество пыли в атмосфере шахт и разрезов достигает значительных величин, превышающих санитарно-гигиенические нормы в сотни раз. По санитарно-гигиеническим нормам количество пыли в рудничной атмосфере не должно превышать 2 мг/м³. По содержанию свободной кремнекислоты силикозоопасны все кварцевые песчаники и большинство песчаников и алевролитов другого минерального состава. Не силикозоопасны известняки и во многих случаях аргиллиты, а также рыхлые породы любого минерального состава.

По данным многочисленных исследований, практически почти все породы угленосных отложений Донецкого бассейна содержат свыше 10% свободной кремнекислоты, за исключением известняков и углистых сланцев, составляющих в забоях шахт 1,5%. В Печорском бассейне на Воркутском и Хальмерьюском месторождениях свободной кремнекислоты содержится в песчаниках 20—23%, алевролитах 21,3—24,3%, аргиллитах 18—19%; на Интинском месторождении в песчаниках 14,3—23,6%, алевролитах 10,7—19,8%, аргиллитах 14,8%. Все шахты Печорского бассейна относятся к опасным по силикозу и взрываемости. Породы Подмосковного бассейна не силикозоопасны. В породах и углях Кизеловского бассейна в связи с повышенным содержанием кремнистых минералов отмечается увеличенное содержание свободной кремнекислоты. Все шахты бассейна относятся к силикозоопасным, а также опасным по угольной пыли.

В Челябинском буроугольном бассейне содержание свободной кремнекислоты в аргиллитах и алевролитах, залегающих в кровле или почве угольных пластов, обычно меньше 10%, и лишь в песчаниках, ко-

торые в кровле и почве угольных пластов встречаются значительно реже, оно достигает 15—20% и более. Поэтому проходка выработок в большинстве случаев не силикозоопасна. Вследствие высокой естественной влажности угля шахты по содержанию угольной пыли также не опасны. В породах Буланаш-Елкинского месторождения содержание свободной кремнекислоты 1,8—10,1%. Ввиду обводненности месторождения содержание угольной пыли в горных выработках невысокое. В Карагандинском бассейне песчаники содержат 27,7% свободной кремнекислоты, алевролиты 25,3%, аргиллиты 18,6%. Все шахты в бассейне относятся к силикозоопасным и опасным по взрываемости угольной пыли.

В породах Экибастузского бассейна содержание свободной кремнекислоты колеблется от 20 до 30%, они силикозоопасны. Угольная пыль взрывоопасна. В Кузнецком бассейне содержание свободной кремнекислоты в песчаниках 25—70%, алевролитах — 15—45%, аргиллитах — 10—40% и закономерно возрастает с увеличением крупности зерен. Все шахты и разрезы Кузбасса относятся к силикозоопасным и опасным по взрываемости угольной пыли. Породы Минусинского, Канско-Ачинского и Иркутского бассейнов, бассейнов и месторождений Тувинской АССР имеют пониженное содержание свободной кремнекислоты. Например, на Черемховском месторождении среднезернистые песчаники содержат свободной SiO_2 15,7—40,8%, а мелкозернистые песчаники 4,6—20,8%, алевролиты 7,0—19,7%, аргиллиты 2,4—11,5% и глины 0,04—2,7%. Однако шахты и разрезы относятся к силикозоопасным и опасным по пыли.

На разрабатываемых месторождениях Забайкалья (Бурятской АССР, Читинской области) только аргиллиты и углистые породы содержат менее 10% свободной кремнекислоты. Поэтому подавляющее большинство шахт (буроугольных и каменноугольных) относится к силикозоопасным. Все шахты и разрезы Приморского края и о. Сахалин относятся к силикозоопасным и опасным по угольной пыли.

САМОВОЗГОРАНИЕ УГЛЯ

Самовозгорание угля — это физико-химический процесс, развивающийся в угле самопроизвольно, бывающий причиной эндогенных пожаров в горных выработках шахт. Эндогенные пожары, как правило, возникают в горных выработках в труднодоступных местах, поэтому ликвидация их связана с затратой большого количества времени и средств. Пожары приводят к консервации и даже потере запасов угля, в ряде случаев уже подготовленного к выемке, но главное состоит в том, что пожары представляют большую опасность для жизни горняков.

Эндогенные пожары проявляются в Донецком, Днепровском, Львовско-Волынском, Подмосковном, Печорском, Кизеловском, Челябинском, Карагандинском и Кузнецком бассейнах, на угольных месторождениях Средней Азии, Канско-Ачинского, Иркутского бассейнов, Приморья и о. Сахалин, а также в Грузии. Наиболее часты эндогенные пожары в Донецком, Кузнецком, Подмосковном и Челябинском бассейнах, в меньшей мере они проявляются в Карагандинском бассейне, на месторождениях Приморья, о. Сахалин и Средней Азии. В остальных бассейнах и месторождениях эндогенные пожары насчитываются единицами.

Общепризнанной теории, объясняющей все многообразие явлений самовозгорания угля, пока не существует, однако большинство исследователей считает, что самовозгорание происходит исключительно под влиянием физико-химических процессов, развивающихся самопроиз-

вольно в самом угле (Комаров, Григорьев, 1968; Скочинский, Огиевский, 1954). В различное время предлагался ряд теорий для объяснения самовозгорания угля. Наиболее широкое признание получила теория комплекса уголь — кислород. Изолированный от притока воздуха уголь не самовозгорается. Чем интенсивнее протекает реакция окисления, тем более уголь склонен к самовозгоранию (Каталог..., 1966).

Как установлено широкими исследованиями, опасность эндогенных пожаров обуславливается многими факторами: геологическими особенностями месторождения, способом подготовки и системами разработки, интенсивностью ведения горных работ, режимом и схемами вентиляции, способом управления кровлей, надежностью изоляции выработанного пространства и рядом других. Факторы опасности самовозгорания угля в горных выработках разделяются на природные и горнотехнические. К природным факторам относятся геологические особенности месторождений и химическая активность угля, к горнотехническим — факторы, которые непосредственно связаны с методами ведения горных работ. Выделение природных факторов в самостоятельную группу производится потому, что они могут быть использованы для прогноза опасности самовозгорания угля еще не разрабатываемых месторождений и их частей при геологоразведочных работах, строительстве новых шахт и подготовке новых горизонтов и блоков действующих шахт.

По самовозгораемости все угли разделяются на три группы: высокоактивные — бурые угли; умеренно активные — каменные угли и малоактивные — антрациты. При разработке бурых углей наблюдается большая частота пожаров, чем при разработке каменного угля. Бурые угли часто самовозгораются даже в разрезах. Самовозгорание антрацитов известно только в исключительных случаях. Таким образом, в склонности углей к самовозгоранию первостепенное значение имеет степень углефикации, от которой зависит величина сорбции кислорода углем. С увеличением степени углефикации повышается температурный интервал, в котором протекает интенсивное окисление.

Большое значение для самовозгорания имеет петрографический состав углей. Склонность угля к самовозгоранию обуславливается процессами, протекавшими в торфяную стадию углеобразования, и связана с фаціальными условиями, при которых происходило накопление и разложение материнского вещества. Чем больше в угле содержится фюзенизированного вещества и меньше гелифицированного, тем он более склонен к самовозгоранию. С увеличением содержания в угле микрокомпонентов с отчетливо выраженной клеточной структурой и уменьшением гомогенных увеличивается склонность его к самовозгоранию. При изменении вещественного состава угля по простиранию пласта изменяется и степень его склонности к самовозгоранию.

Незначительные изменения степени углефикации или метаморфизма угля по площади распространения пласта не сказываются на склонности угля к самовозгоранию. Одинаковая самовозгораемость угля может проследиваться на больших расстояниях по простиранию и падению пласта. При большой площади распространения пласта на нем могут выделяться зоны одинаковой самовозгораемости угля с плавными переходами между зонами. Сохранение одинаковой степени самовозгораемости угля на большой площади позволяет: 1) определять склонность угля к самовозгоранию на вновь вскрываемых горизонтах и подготавливаемых выемочных участках по данным анализа угля в действующих выработках; 2) производить паспортизацию пластов по степени их самовозгораемости; 3) составлять по ним каталоги, которые могут быть использованы при отработке двух, трех и более горизонтов.

Зоны одинаковой самовозгораемости угля на различных пластах в разрезе угленосной толщи на площадях полей шахт, как правило, не совпадают. Таким образом, стратиграфическое положение угольных пластов не определяет их самовозгораемости. В разрезе угленосной толщи самовозгорающийся угольный пласт может залегать стратиграфически ниже или выше несамовозгорающегося.

На опасность самовозгорания угля влияют угол падения и мощность пласта. На крутых пластах малой мощности пожаров возникает больше, чем на пологих пластах той же мощности. Это связано с тем, что на крутых пластах увеличивается зона обрушения и сдвижения вышележащих пород, затрудняется изоляция выработанного пространства от вентиляционных выработок и от земной поверхности. На мощных пластах (3,0—3,5 м и более) при прочих равных условиях эндогенных пожаров возникает больше, чем на тонких пластах. Это связано со скоплением угля из разрушенных целиков и увеличением зон обрушения пород. Ярким примером этого может служить Прокопьевско-Киселевский район Кузбасса. На сближенных пластах, когда после разработки нижнего пласта вышележащий попадает в зону обрушения, создаются условия эндогенной пожароопасности. При крупнообломном обрушении кровли увеличиваются возможности свободного доступа воздуха к оставшемуся углю и повышается пожароопасность. Естественно, тектоническая нарушенность угольного пласта увеличивает опасность самовозгорания угля, так как увеличиваются потери угля и его измельченность.

Вблизи дневной поверхности земли, иногда на глубине до 50 м и более горные породы и пласты угля имеют повышенную трещиноватость, способствующую проникновению воздуха к углю, что увеличивает возможность самовозгорания угля. Пропластки угля и пласты углистых пород могут иметь такую же химическую активность, как и пласты. Их подработка может способствовать возникновению пожаров даже в таких месторождениях, в которых сами разрабатываемые угольные пласты имеют небольшую склонность к самовозгоранию.

Дегазация и осушение углей увеличивают возможности проникновения воздуха в уголь и, следовательно, способствуют процессу самовозгорания. Для успешной профилактики и борьбы с эндогенными пожарами изучают склонность углей к самовозгоранию, и разрабатываются методы прогноза горно-геологических условий, влияющих на эндогенную пожароопасность в шахтах. Пожары от самовозгорания угля в шахтах происходят сравнительно редко: 0,7—29,2 пожара на 1 млн. т добытого угля, а всего по бассейнам, где происходят эндогенные пожары, — 1,53 пожара на 1 млн. т добычи (Комаров, Григорьев, 1968). Вопросам предупреждения и тушения эндогенных пожаров в шахтах угольной промышленностью уделяется большое внимание. Поэтому число эндогенных пожаров систематически уменьшается и ущерб от них значительно сократился.

ГОРНЫЕ УДАРЫ

На глубоких горизонтах усиливаются горно-геологические явления, связанные с увеличением горного давления. Среди этих явлений наиболее сильны и опасны горные удары. Как известно, под горными ударами понимается концентрированное накопление потенциальной энергии упругого сжатия горных пород при определенном сочетании горно-геологических и горнотехнических условий и ее внезапное высво-

бождение при мгновенном разрушении предельно напряженных областей угля и пород в горных выработках. При этом горные удары в зависимости от интенсивности проявления подразделяются на четыре группы: 1) стреляние, 2) толчки, 3) микроудары и 4) собственно горные удары.

В СССР горные удары впервые отмечены в 1944 г. на шахтах Кизеловского бассейна. Позднее они стали проявляться на шахтах Шурабского месторождения, в Кузбассе, Донбассе, в Партизанском бассейне, на Воркутском, Ткибули-Шаорском, Кызылкийском месторождениях.

К 1970 г. находилось в разработке 30 опасных по горным ударам и 34 угрожаемых шахтопласта (Петухов, 1972), в том числе по бассейнам, районам и месторождениям — *Кизеловский*: Кизеловский (9, 11, 13), Губахинский (5, 9, 11, 13), Гремячинский (13), Коспашский (11, 13); *Кузнецкий*: Прокопьевско-Киселевский (II, III, IV Внутренние, Горелый, Лутугинский, Мощный), Кемеровский (Кемеровский, Волковский), Осиновский (E₅), Байдаевский (26а), Ленинский (Бревеский, Польшаевский, Спутник), Томь-Усинский (III, VI, VII), Анжерский (Андреевский, Коксовый); *Приморье*: Партизанский (Верхне-Кедровый, Нижне-Кедровый, Южный, Рудный, Новичок, Барсук, Двойник, Тонкий, С₄, Д₄, Д₉, Д₁₃), Шкотовское (IV), Липовецкое (Рабочий), Тавричанское (Грязный); *Средняя Азия*: Шурабское (В, К₂), Сулюктинское (F), Кызылкийское (Кызылкийский); Ткибули-Шаорское (I, II, III, IV, V, 7/4); *о. Сахалин* (6, 29, I, IV); *Донецкий*: Восточный (h_5^1 , l_1 , l_2^1 , l_4 , l_7), Центральный (l_5 , m_4); *Воркутское* (Мощный, Четвертый, Тройной).

По мере дальнейшего развития горных работ, особенно с их углублением, и проведения работ по прогнозированию список потенциально опасных пластов очевидно будет пополняться. В табл. 64 приведены данные о числе горных ударов, возникших на шахтах Советского Союза с 1947 по 1971 гг. В последние годы, благодаря принятым мерам, снизилось число горных ударов в Кизеловском и Партизанском бассейнах. Однако вследствие увеличения глубины разработки возросло число бассейнов и месторождений, на которых начали появляться горные удары.

В период с 1951 по 1971 гг. в Советском Союзе проведены всесторонние комплексные исследования проблемы горных ударов применительно ко всему многообразию горно-геологических условий многих месторождений страны. Исследованиями установлены природа и причины горных ударов, что позволило разработать и внедрить эффективные меры борьбы с ними при различных горно-геологических и горно-технических условиях: глубине залегания угольных пластов; прочности отдельных слоев покрывающей толщи горных пород, их структуре и мощности; прочности угля и деформационных свойствах угольных пластов, а также пород непосредственной почвы; падении пласта; мощности и строении пластов; характере нарушенности и особенностях тектоники месторождения.

Минимальная глубина разработки, на которой возникает реальная опасность горных ударов, зависит в большей степени от горнотехнических условий разработки пластов: прочности и структурных особенностей покрывающей толщи пород, а также от прочности угля и угла падения пластов. От прочности угля или породы зависит критическая нагрузка, необходимая для их разрушения в форме горных ударов. Так как соотношение между этими величинами в шахтах неодинаково, то и критическая глубина разработки различна. Например, горные удары на бурогольных пластах с прочностью угля 37—60 кгс/см² начинают

Число горных ударов, возникших на угольных

Бассейны, месторождения	Го											
	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958
Кизеловский*	1	4	4	6	22	12	16	60	70	12	17	5
Шурабское	—	—	—	2	—	3	6	6	8	4	4	—
Кузнецкий	—	—	—	—	—	11	5	—	—	—	7	—
Партизанский	—	—	—	—	—	—	—	3	5	—	—	—
Воркутское	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ткибули-Шаор- ское	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Итого:	1	4	4	8	22	26	27	69	83	16	28	5

* На шахтах бассейна не учтены 44 горных удара, место проявления которых в горных выработках

проявляться с гораздо меньшей глубины, чем при разработке более прочных углей. Данные статистического анализа показывают, что прочность угля или другой разрабатываемой породы — один из факторов, определяющих минимальную глубину возникновения горных ударов: чем ниже прочность, тем меньше при прочих равных условиях эта глубина. На шахтах 21 и 10/16 Партизанского бассейна горные удары на крутых пластах проявились на глубине около 300 м от поверхности.

На пологих пластах опасная глубина появления горных ударов при прочих равных условиях, как правило, меньше, чем на крутых пластах. Повышенная прочность горных пород и увеличенная мощность слоев в покрывающей толще могут способствовать возникновению удароопасной ситуации в шахтах. Так, в кровле опасного по горным ударам угольного пласта 11 Кизеловского бассейна залегают кварцевые песчаники мощностью 20—25 м с прочностью на сжатие 1500—2500 кгс/см². В кровле опасного пласта Барсук на шахте 10/16 Партизанского бассейна залегают слой конгломератовидного или среднезернистого песчаника мощностью до 50 м с сопротивлением на сжатие 1400—1500 кгс/см². При разработке угольных пластов наблюдаются зависания пород кровли на площади до 10 000 м², их обрушение приводит к весьма сильным горным ударам, которые ощущались на поверхности.

На большинстве каменноугольных месторождений к удароопасным породам относятся песчаники, известняки и пластовые жилы изверженных пород с пределами прочности на сжатие не менее 1000 кгс/см² при мощности слоя 10 м и более. На буроугольных месторождениях условия возникновения горных ударов иные. Например, на Шурабском буроугольном месторождении шахтой 8 разрабатывается пласт В мощностью до 15—20 м, опасный по горным ударам. В кровле и почве этого пласта залегают рыхлые непрочные породы: конгломераты, глины и слабые песчаники, насыщенные водой. Эта толща перекрывается прочными известняками мощностью до 100 м. Аналогичные условия на Шкотовском буроугольном месторождении в Приморье. Подобные условия встречаются на буроугольных месторождениях о. Сахалин.

Степень опасности пластов по горным ударам определяется характером деформации краевой части массива угля около подземных выработок. Способность краевой части угольного или породного массива к упругой деформации и хрупкому разрушению — основная природная

Таблица 64

шахтах Советского Союза (Петухов, 1972)

дн													Всего
1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	
12	8	13	27	29	18	10	10	3	6	4	4	2	375
3	6	4	9	9	6	9	2	1	0	2	8	1	93
5	2	—	1	—	12	9	6	2	1	0	2	2	65
3	3	5	5	3	2	1	4	3	1	0	0	1	39
—	—	—	—	—	2	—	2	5	6	8	5	3	31
—	—	—	—	—	—	—	1	1	2	3	2	—	9
23	19	22	42	41	40	29	25	15	16	17	21	9	612

не установлено.

особенность, определяющая склонность пластов угля и вмещающих пород к горным ударам. Эта особенность может быть характерным признаком удароопасности угольных пластов при прогнозе. В том случае, когда при ведении горных работ в выработках вскрываются отдельные слои мягких пластичных пород в непосредственной почве или кровле, имеющие более низкую прочность, чем сам пласт угля, горные удары не возникают. Статистика показывает, что горные удары возникают более часто и с большей разрушительной силой на пологих пластах. Это имеет место на шахтах Воркутского и Шурабского месторождений и в Кизеловском бассейне.

На удароопасных пластах Барсук и Новичок Партизанского бассейна наибольшее число и наиболее сильные горные удары произошли в пологих крыльях складок (угол падения 0—15°). Таким образом, пологое залегание пластов следует рассматривать как фактор, благоприятствующий возникновению горных ударов при наличии других обязательных условий. Считается, что с увеличением мощности пластов повышается опасность возникновения горных ударов. Однако на шахтах Кизеловского, Партизанского бассейнов горные удары происходили в пластах мощностью от 0,7 до 1,3 м и даже в местах пережима пласта от 0,6—0,2 м. Следовательно, можно говорить только об общей тенденции возрастания удароопасности пластов с увеличением их мощности при прочих равных условиях. Установлено также большое влияние на возникновение горных ударов разрывных нарушений, разделяющих горный массив на крупные блоки. Для предварительной оценки удароопасности угольных пластов рекомендуется система баллов, учитывающая влияние основных геологических факторов (табл. 65).

Удароопасность угольных пластов оценивается комплексным коэффициентом P , определяемым из выражения $P=A+B+C$, где A , B и C — баллы, значения которых приведены в табл. 65. Пласт считается потенциально удароопасным, если $P \geq 3$, так как в этом случае возникновение горных ударов наиболее вероятно. В СССР широко поставлена работа по изучению горных ударов, разработке и внедрению комплекса мер борьбы с ними. Решаются проблемы раскрытия природы, механизма и баланса энергии горных ударов; создаются основы теории защитных пластов; разрабатываются методы прогноза горных ударов, способов управления хрупким разрушением пластов. В результате внедрения разработанных мер борьбы с горными ударами число ударов на 1 млн. т добытого угля с удароопасных пластов на шахтах Ки-

Таблица 65

Влияние основных геологических факторов на удароопасность угольных пластов (Петухов, 1972)

Глубина залегания пласта, м	Балл А	Прочность отдельных слоев пород кровли мощностью не менее 10 м, кгс/см ²	Балл В	Мощность отдельных слоев кровли, м	Балл С
200	1,0	800—1000	1,0	10	1,0
250	1,5	1500	1,5	15	1,5
300	2,0	2000	2,0	20	2,0
350	2,5	2500	2,5	25	2,5
400	3,0	3000	3,0	30	3,0
450	3,5			35	3,5
500	4,0			40	4,0
550	4,5			45	4,5
600	5,0			50	5,0
				55	5,5
				60	6,0

зеловского и Партизанского бассейнов, Шурабского месторождения сократилось в десять раз. Это имеет практическое значение для всех месторождений и бассейнов нашей страны.

ВНЕЗАПНЫЕ ВЫБРОСЫ УГЛЯ И ГАЗА

Под внезапными выбросами полезных ископаемых (в частности, угля и газа) понимаются такие явления, когда из затронутого горными работами массива внезапно выбрасывается масса газа в сопровождении полезного ископаемого или выдвигается под давлением весь массив. В отличие от горных ударов, которые в основном проявляются в результате горного давления, выбросы, кроме того, происходят под давлением заключенных в угле газов. Изучение выбросных явлений в СССР началось практически с 1928 г., когда выбросы серьезно начали беспокоить при добыче угля в Донском бассейне. Выбросы проявляются с различной силой: от микровыбросов с выделением угля до 2 т до крупных с сотнями и даже тысячами тонн выброшенного угля и большими объемами газа (метана, углекислого газа). Внезапные выбросы в угольных шахтах происходят при неблагоприятном сочетании трех основных факторов: высокой газоносности, рыхлой структуры угля и повышенного давления пород. Носитель непосредственной опасности выбросов — газ, находящийся в толще, по мнению большинства ученых, в свободном состоянии.

На территории нашей страны первый внезапный выброс угля и газа произошел 9 сентября 1906 г. в Ново-Смоляниновской шахте Донбасса при вскрытии пласта Смоляниновского на глубине 700 м. С 1906 по 1924 гг. выбросы небольшой силы имели место несколько раз в Ново-Смоляниновской шахте в Горловке, на шахтах Горловского и Донецкого районов и в шахте Иван (Макеевка). Материалов об этих выбросах не сохранилось, так как они не регистрировались и не отмечались на маркшейдерских планах (Куликов, 1968). К 1920 г. в Донбассе официально считалось, что произошли три выброса (1906, 1915, 1917 гг.). В 1924—1925 гг. при восстановлении шахт в Донбассе возобновились выбросы. С этого времени начались их учет и систематическое изучение. К началу 1940 г. в Донбассе 26 шахт разрабатывали

56 выбросоопасных пластов, на которых произошло более 1364 внезапных выбросов.

В других бассейнах в довоенные годы внезапных выбросов не было, кроме Партизанского бассейна, где в шахте 2 по пласту Кедровому до 1941 г. был зарегистрирован 21 внезапный выброс. В послевоенные годы по мере ввода в эксплуатацию восстановленных шахт Донбасса увеличивается число внезапных выбросов угля и газа. По-прежнему проявляются единичные выбросы в шахтах Партизанского бассейна. Появились выбросы в Кузнецком бассейне, на Егоршинском и Воркутском месторождениях, один выброс — на Тавричанском месторождении. В Карагандинском бассейне выбросы появились в 1963 г. (табл. 66).

В 1966 г. в Советском Союзе в 105 шахтах разрабатывалось 259 выбросоопасных пластов (табл. 67). К 1972 г. внезапные выбросы были

Таблица 66

Число внезапных выбросов угля и газа

Бассейны, месторождения	Годы									Всего
	1946—1950	1951—1955	1956—1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	
Донецкий	161	272	219	68	70	62	71	53	75	1051
Егоршинское	40	134	23	—	—	1	—	1	1	200
Воркутское	2	17	2	16	9	11	16	15	7	95
Кузнецкий	26	27	23	3	3	1	2	3	2	90
Партизанский	5	8	1	2	2	—	5	1	3	27
Карагандинский	—	—	—	—	—	3	3	8	3	17
Тавричанское	—	1	—	—	—	—	—	—	—	1
Итого	234	459	268	89	84	78	97	81	91	1481

Таблица 67

Число выбросоопасных пластов и разрабатывающих их шахт (Куликов, 1968)

Бассейны, месторождения	Число шахт, разрабатывающих выбросоопасные пласты	Число выбросоопасных пластов
Донецкий	80	216
Кузнецкий	8	20
Карагандинский	8	9
Воркутское	5	6
Партизанский	3	7
Егоршинское	1	1
Итого	105	259

зафиксированы уже на 320 пластах 126 шахт Донецкого, Кузнецкого, Карагандинского бассейнов, Воркутского и дальневосточных месторождений (Бич, 1972). За период 1960—1965 гг. произошло значительное

перераспределение внезапных выбросов из пластов с различными углами падения. До этого периода больше выбросов происходило на крутых пластах, а в 1965 г. на пологих пластах их было в два раза больше, чем на крутых. Произошли также изменения в распределении внезапных выбросов по видам выработок. Начиная с 1960 г. число внезапных выбросов в очистных выработках значительно превышает число выбросов в подготовительных выработках.

Проявления внезапных выбросов угля и газа — серьезный фактор, снижающий технико-экономические показатели работы шахт. На шахтах, где происходят внезапные выбросы угля и газа производительность очистных забоев и темпы проведения горных выработок значительно ниже, чем на шахтах, разрабатывающих неопасные пласты. Значительное число выбросоопасных пластов разрабатывается без внезапных выбросов. За последние годы эти явления происходили лишь на 15—20% выбросоопасных пластов. Однако общая обстановка на шахтах остается напряженной, так как применяемые технические решения и организационные мероприятия еще не позволили полностью ликвидировать опасность возникновения внезапных выбросов угля и газа.

По мере увеличения глубины горных работ число выбросоопасных пластов и степень их выбросоопасности, очевидно, будет увеличиваться. В последнее время на шахтах угольной промышленности ежегодно происходило от 57 до 96 внезапных выбросов угля и газа и от 56 до 85 выбросов угля, спровоцированных взрывными работами. Кроме того, на отдельных строящихся и эксплуатируемых шахтах происходило от 190 до 500 выбросов породы при проведении горных выработок буровзрывным способом. В угольной промышленности проделана большая работа по созданию и применению мер борьбы с внезапными выбросами угля и газа.

МНОГОЛЕТНЯЯ МЕРЗЛОТА

Многолетнемерзлые породы распространены примерно на половине территории СССР (Основы..., 1959). На площади многолетнемерзлых пород мощность (глубина мерзлой толщи) зависит от климатических условий и увеличивается в направлении районов наиболее низких температур в продолжительном периоде времени (рис. 30). От южной границы многолетнемерзлых пород мощность мерзлоты увеличивается в северном и северо-восточном направлениях и достигает 400—500 м у берегов Северного Ледовитого океана. Однако на всей территории многолетнемерзлых пород могут быть таликовые площади, и чем ближе к южной границе, тем их больше. Вблизи южной границы развита островная многолетняя мерзлота. В пределах Камчатки, Урала, Алтая, Саян и других хребтов многолетнемерзлые породы распространяются на высокогорных участках. Чем ниже температуры грунтов в верхних слоях литосферы, тем устойчивее и ниже температура многолетнемерзлых пород. Наиболее низкая среднегодовая их температура отмечена на севере п-ова Таймыр, на глубине 10—15 м —13; —15°С. В Оймяконе она равна —10°; —12°, Якутске —4°, Чите —2°, Салехарде —1°, Воркуте —0,3°; —0,6°, а вдоль южной границы области многолетнемерзлых грунтов приближается к 0°С.

В настоящее время имеется большое количество инженерных сооружений на площадях распространения многолетнемерзлых грунтов. Большой опыт шахтного строительства накоплен при освоении Печорского угольного бассейна (Пузанов, 1968). В частности, из опыта строительства шахт на Воркутском месторождении определилось, что чем ниже температура грунтов в верхних слоях литосферы, тем боль-

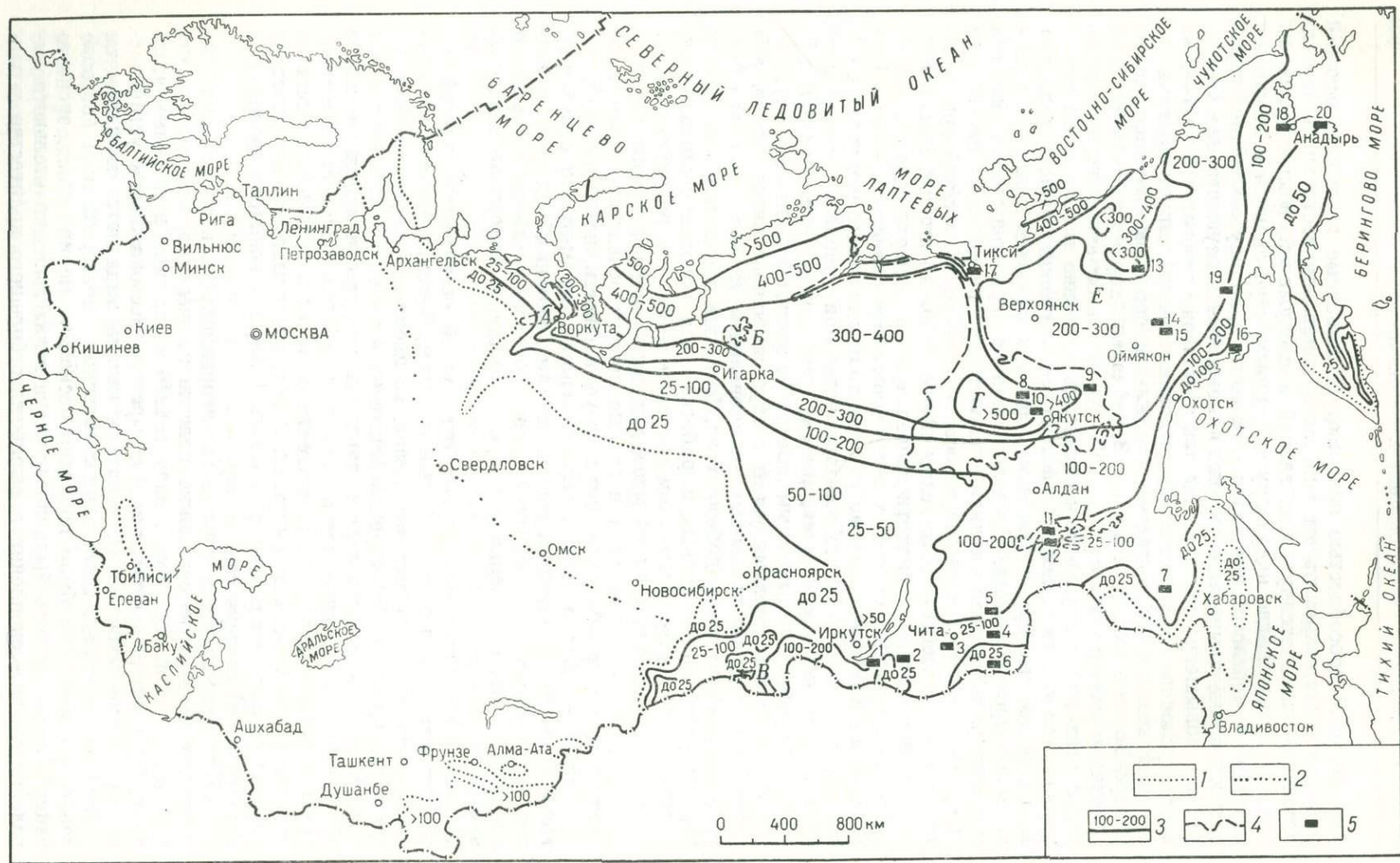
шей несущей способностью обладают естественные грунтовые основания, тем легче сохранить эти основания в мерзлом состоянии в период строительства и эксплуатации зданий и сооружений, воздвигнутых на них. Это справедливо и для других районов с устойчивой и низкотемпературной мерзлотой, где строительство по принципу сохранения грунтов оснований в мерзлом состоянии может быть осуществлено проще, так как повышение температуры под подошвой фундаментов на $1-2^{\circ}\text{C}$ в этих условиях не угрожает разрушению мерзлой структуры грунтов.

Для всех разрабатываемых подземным способом месторождений Северо-Востока СССР, Якутии и Забайкалья характерна небольшая глубина горных работ: от 15 до 150—200 м. На большинстве месторождений этих районов угли разрабатываются только в зоне многолетнемерзлых пород. Исследования физико-механических свойств углей на Харанорском месторождении показали, что мерзлые бурые угли значительно прочнее талых. Предел прочности при одноосном сжатии мерзлых углей перпендикулярно слоистости колеблется от 98 до 150 кгс/см², а параллельно слоистости — от 66 до 151 кгс/см²; при испытании талых углей соответственно 49—68 и 39—46 кгс/см². При растяжении параллельно слоистости предел прочности мерзлых углей колеблется от 9,9 до 13,3 кгс/см², а перпендикулярно слоистости — от 2,6 до 3,2 кгс/см². Коэффициент крепости при толчении у мерзлых углей 4,4—5,5, а у талых 1,08—1,19. У мерзлых углей при дроблении мелочь слипается и трудно просеивается, поэтому коэффициент крепости при толчении получается завышенным (Берон, Чирков, Пожидаев, 1972).

Для отбойки мерзлых углей требуется больше энергозатрат, а с учетом осложнений, связанных со смерзанием кусков после отбойки, удорожается стоимость добычи угля. В то же время мерзлые угли и породы устойчивы в горных выработках при условии сохранения их температуры. На Аркагалинском месторождении угли разрабатываются в зоне развития многолетней мерзлоты, в которой водоносные горизонты полностью скованы, угли и горные породы вследствие цементации трещин льдом приобретают большую устойчивость, исключая зоны нарушений, где пласты угля и породы сильно перемяты и ослаблены. Ниже зоны многолетней мерзлоты породы сильно обводнены и подмерзлотные воды дают высокий напор, обусловленный синклинальным характером месторождения и наличием мощного водоупора многолетнемерзлых пород.

Наиболее сложна для разработки углей всех месторождений переходная зона от мерзлых к талым породам. Переход от мерзлых к талым породам происходит постепенно, мощность и положение этой зоны невыдержанные. По мере приближения к немерзлым породам могут возникнуть увеличенное горное давление и пучение пород, а также прорывы подмерзлотных вод в горные выработки. Следует отметить, что на Аркагалинском месторождении и на всех остальных, расположенных в зоне многолетнемерзлых пород, вопросы гидрогеологических условий разработки в мерзлой зоне литосферы и в немерзлых породах в достаточной степени еще не изучены.

Многолетнемерзлые породы газонепроницаемы, поэтому они затрудняют природную дегазацию пластов и, очевидно, газоносность их в подмерзлотной зоне будет значительно выше, чем в обычных условиях. На примере разработки Анадырского месторождения установлено, что в зоне многолетней мерзлоты метана выделяется меньше, чем в зоне талых пород. Однако на Зырянском месторождении в зоне «волглой» мерзлоты было пройдено несколько мелких шахт, эксплуатация которых вскоре была прекращена вследствие значительного выделения метана, скопления в выработках большого количества уголь-



ной пыли и склонности угля к самовозгоранию. В зоне многолетнемерзлых пород в шахтах осложняется вентиляция, увлажнение угля для борьбы с пылью в связи с оттаиванием угля и пород, что вызывает значительные удорожания горных работ.

Угольная промышленность планирует значительно увеличить добычу угля в восточных районах страны с применением комплексной механизации добычи. Для этого, наряду с разработкой углей в зоне мерзлых пород, потребуется перейти на отработку углей в подмерзлотных горизонтах и в таликовых зонах. В связи с этим необходимо форсировать изучение горно-геологических условий разработки угольных месторождений в условиях многолетнемерзлых пород и особенно в подмерзлотных горизонтах и таликовых зонах.

СЕЙСМИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ

Сейсмические зоны, в которых имеется потенциальная опасность сильных землетрясений, на территории СССР располагаются преимущественно вдоль южных и восточных границ. Они занимают 13% площади страны (Землетрясения..., 1970). Ряд угольных бассейнов и месторождений находится в зонах повышенной сейсмической активности, построенные или строящиеся здесь угольные предприятия могут оказаться под воздействием землетрясений. К ним относятся: месторождения Закавказья, Средней Азии, южная часть Кузнецкого бассейна, южная часть Канско-Ачинского бассейна, Иркутский, Минусинский, Улугхемский, Южно-Якутский бассейны, месторождения Забайкалья, Дальнего Востока, Северо-Востока СССР, Приморского края и о. Сахалин. В Прибайкалье выделены локальные участки с интенсивностью сотрясений до 10 баллов.

До последнего времени сейсмичность учитывалась только при проектировании и сооружении зданий и других инженерных объектов на поверхности. Воздействие землетрясений на горные выработки не фиксировалось и недостаточно изучено. Однако при землетрясении 6 сентября 1971 г., происшедшем в Татарском проливе вблизи юго-западного побережья о. Сахалин, в шахте Шебунино отмечалось нарушение крепления горных выработок и резко возросли выделения метана. Это землетрясение по выделившейся энергии в эпицентральной зоне приравнивается к известному десятибалльному Ашхабадскому землетрясению 1948 г. Большая удаленность от о. Сахалин снизила силу землетрясения в населенных пунктах на побережье до 6—7 баллов. Приведенные сведения указывают на необходимость изучения проблемы возможного влияния землетрясений на горные выработки и в первую очередь в зонах повышенной сейсмической активности.

Рис. 30. Карта многолетнемерзлых пород СССР, по И. Я. Баранову (1959 г.).

1 — граница области многолетнемерзлых пород; 2 — граница зоны частых перелетков; 3 — максимальная мощность многолетнемерзлых пород (в метрах); 4 — границы разрабатываемых угольных бассейнов в зоне многолетнемерзлых пород; 5 — разрабатываемые угольные месторождения в зоне многолетнемерзлых пород: 1 — Гусиноозерское, 2 — Тарбагатайское, 3 — Черновское, 4 — Арбагарское, 5 — Букачачинское, 6 — Харанорское, 7 — Ургальское, 8 — Сангарское, 9 — Джебарики-Хайское, 10 — Кангалаское, 11 — Чульмаканское, 12 — Нерюнгринское, 13 — Зырянское, 14 — Верхне-Аркагалинское, 15 — Нижне-Аркагалинское, 16 — Ланковское, 17 — Согинское, 18 — Анадырское, 19 — Галимовское, 20 — Бухты Угольной. Угольные бассейны: А — Печорский, Б — Тунгусский (Норильский район), В — Улугхемский, Г — Ленский, Д — Южно-Якутский, Е — Зырянский

ДЕВОНСКИЙ ЭТАП УГЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Описание газоносности отдельных бассейнов и месторождений дается по этапам углеобразования с различной степенью детальности, так как материалов по газоносности угольных месторождений еще мало и они не однородны. Сведения о горючем газе в углях и сланцах девонского этапа имеются только для Кузбасса. Многие буровые скважины, вскрывшие угленосную толщу, дали горючий газ следующего состава (табл. 68).

Таблица 68

Состав (%) природных газов, выделяющихся из скважин (А. В. Тыжнов, 1940 г.)

Скважина	CH ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	O ₂	N ₂ +ред- кие	Редкие газы		Примечания
						тяжелые	легкие	
1	65,8—69,7	Следы — 0,2	0,2	—	29,9—34,0	0,477—0,497	0,056—0,067	Вода из скважин имеет запах сероводорода
2	15,9	0,1	1,3	0,1	82,6	0,894	0,020	—
3	2,8	Не опр.	0,1	—	9,3	0,163	0,001	Остальные 87,8% — водород
4	44,2	Следы	0,8	0,4	54,6	0,694	0,047	—

КАРБОНОВЫЙ ЭТАП УГЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Егоршинское месторождение. В конце 1944 г. впервые в истории угольных шахт Урала начали проявляться внезапные выбросы угля и газа. Особенно часто это наблюдалось в шахте 2 треста «Егоршинуголь» на пласте 10: в подготовительных выработках на горизонте 200 м в некоторых случаях выбрасывалось до 80 т угля. Газы угольных пластов на шахте 2 исследованы Л. Н. Быковым (1946), анализы газов произведены В. Н. Фаворским (табл. 69).

Как видно из табл. 69, состав газов в основном обычен для угольных месторождений, такой же состав установлен и на других шахтах треста «Егоршинуголь» — шахте 1 и им. Кирова. В сорбированном газе из шахты 1 присутствуют окись углерода (0,044%) и тяжелые углеводороды (0,14%). На шахте им. Кирова содержание тяжелых углеводородов достигало 0,20%. Есть основание полагать, что метаноносность

Таблица 69

Состав газов в шахте 2 (%)

Количество газов на 100 г угля, см ³	CH ₄	N ₂	O ₂	CO ₂	Тяжелые углеводороды
320	77,2	19,6	—	3,2	—
420	93,3	5,2	0,4	1,1	—
120	5,7	90,0	3,4	0,8	0,1
340	81,6	12,8	0,7	4,9	He опр.
680	82,5	15,8	0,8	0,9	"
74	23,2	74,2	1,0	1,6	"
Воздух из глухих забоев	99,5	—	—	0,5	"

станет резко возрастать по мере углубления горных выработок и вследствие сложного геологического строения будет, по-видимому, самой различной как по падению, так и по простиранию угольных пластов.

Газоносность угольных пластов Карагандинского бассейна приобретает в настоящее время особое значение, потому что с разработкой нижних горизонтов начинает быстро нарастать газообильность шахт (Кравцов, 1968). Газы в основном азотные, азотно-метановые (переходные к метановым) и метановые (рис. 31); почти нет углекисло-азотных газов, характерных для самой верхней зоны, установленной Г. Д. Лидиным (1949 г.) в Донбассе (рис. 32).

По данным М. В. Голицина и др. (1971 г.), в бассейне выделяется зона газового выветривания с подзонами: азотно-углекислой (воздушно-химической), азотной (воздушной), азотно-метановой (воздушно-метаморфической) и зона метановая (метаморфическая). В составе газов, извлеченных из пласта Двойного (a₅) ашлярикской свиты, в некоторых пробах встречается до 7% этана (C₂H₆).

Метанообильность шахт до глубины 200 м нарастает постепенно, а далее резко повышается: на глубине до 50—100 м — 0,3 м³/т с. д., 100—150 м — 1,15 м³/т с. д., 150—200 м — 2,44 м³/т с. д., а на глубине более 200 м — 14,6 м³/т с. д. Резкое нарастание метановыделения со сравнительно небольшой глубины может быть объяснено неглубокой эрозией и наличием достаточно мощной (свыше 500 м) толщи песчано-глинистых пород среднекарбонного возраста, глинистых пород мела и палеогена почти повсюду прикрывающей угольные пласты. Налегание нижнеюрской толщи на угленосный карбон указывает на длительность периода предъюрской эрозии, в течение которого происходило газовое выветривание различных горизонтов угленосного карбона в приповерхностной зоне и дегазация более глубоко расположенных его зон.

Наличие хлоридных вод сравнительно близко от поверхности также свидетельствует об очень неглубоком распространении зоны активного водообмена, а следовательно, и зоны деметанизации. Интенсивность метановыделения и газоносности угольных пластов нарастает не только с глубиной, но и по простиранию. Для всех пластов Промышленного участка Карагандинского бассейна намечается повышение газовой выработки с востока на запад к центральной его части (рис. 33), таким образом, наиболее газоносна центральная часть Промышленного участка. Далее на запад в сторону крупного поперечного нарушения (кривая 5) газовой выделение также несколько понижается.

Глубокая деметанизация на востоке объясняется крутым залеганием пластов в замке Карагандинской котловины, а также крупным

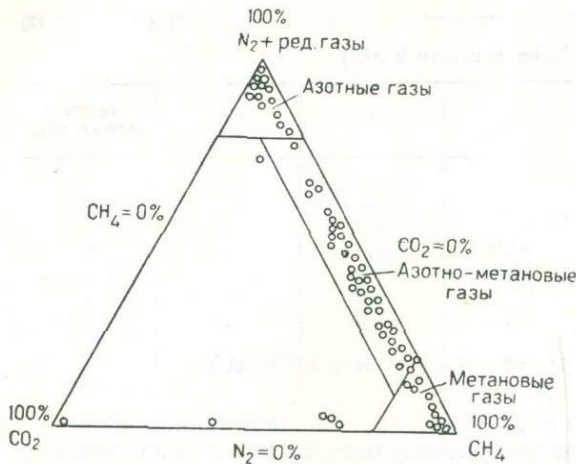


Рис. 31. Диаграмма химического состава газа угольных пластов Карагандинского бассейна

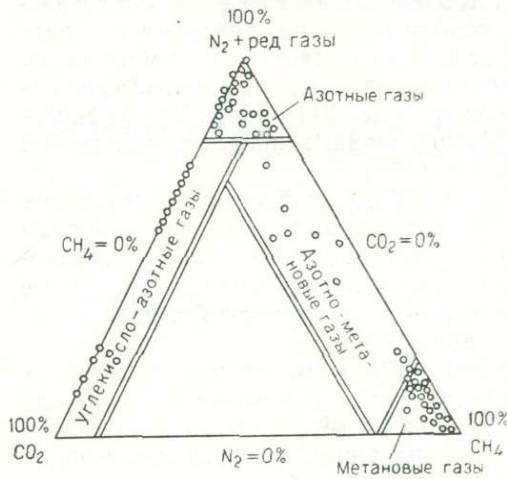


Рис. 32. Диаграмма химического состава газа угольных пластов Донбасса (по Г. Д. Лидину, 1949 г.)

Майкудукским сбросом. Повышение метанообильности и общей газоносности к центральной части участка происходит вследствие усиления метаморфизма угля в этом направлении и принадлежности его к более нижним стратиграфическим горизонтам (табл. 70).

Таким образом, в Карагандинском бассейне метанообильность горных выработок, а также метаноносность угольных пластов закономерно растут: во-первых, с глубиной залегания пластов; во-вторых, по стратиграфию с востока на запад и, в-третьих, от верхних

Таблица 70

Выделение метана из угольных пластов на горизонте 100—150 м (Промышленный участок)

Свита	Пласт	Метанообильность, м ³ /т с. д.
Карагандинская	K ₁₈	—
	K ₁₄	—
	K ₁₃	—
	K ₁₂	1,12
	K ₁₀	2,34
	K ₇	3,19
Ашлярикская	K ₄	3,50
	a ₅	9,15

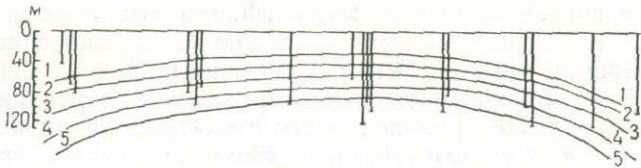
(стратиграфических) к нижним угольным пластам. Газоносность угольных пластов и всей угленосной толщи, определяемая геологической историей формирования Карагандинского бассейна, обусловила состав газов, ту или иную степень газового выветривания, миграцию газов в соответствии со сформировавшимися геологическими структурами, метаморфизмом углей и т. д.

На Майкудукском участке, представляющем собой северо-восточное крыло Карагандинской синклинали*, в поле шахты Карагандинской на глубине 200 м метаноносность угольных пластов достигает 9—11 м³/т, на глубине 350 м 15—17 м³/т и 20 м³/т на глубине 500—600 м. В целом метаноносность пластов на Майкудукском участке на 4—6 м³/т ниже, чем метаноносность тех же пластов на Промышленном участке, что объясняется более крутыми углами падения пород (до 45°) и принадлежностью Майкудукского участка к замковой части

* Использованы материалы М. А. Еремкова (1967 г.).

Рис. 33. Кривые глубины появления метана в газовых выработках некоторых пластов Карагандинского бассейна

1 — метан отсутствует; метанообильность ($\text{м}^3/\text{т}$ с. д.):
2 — до 5, 3 — 5—10, 4 — 10—15, 5 — свыше 15



синклинальной структуры. В пределах Промышленного участка по данным газового опробования удалось дифференцировать метаноносность угольных пластов нижней группы карагандинской свиты k_1 — k_4 (отнеся к ней и пласты ашлярикской свиты) и верхней группы карагандинской свиты k_5^3 — k_{20} . На глубине 200 м потенциальная метаноносность пластов должна составить 13—15 $\text{м}^3/\text{т}$, на глубине 290 м (уже по данным опробования керногазонаборником) 18—19 $\text{м}^3/\text{т}$. Метаноносность угольных пластов k_4 — k_5^3 на Промышленном участке всюду на 2—3 $\text{м}^3/\text{т}$ выше средней метаноносности всех пластов этой же свиты Майкудукского участка на тех же глубинах.

По метаноносности угольных пластов на Саранском участке выделяются три группы шахтных полей: восточная, объединяющая шахты Актаскую и им. 50-летия СССР, центральная — Саранскую, и западная — Сокурскую. Тенденция к уменьшению средней глубины зоны газового выветривания и увеличения метаноносности в западном направлении, установленная на Майкудукском и Промышленном участках, на Саранском участке выражена менее четко. Так, глубина средней метаноносности 3 $\text{м}^3/\text{т}$ по мере продвижения на запад принимает последовательно значения 125, 110 и 100 м. Как и в предыдущих случаях, интервал наиболее интенсивного нарастания метаноносности расположен в пределах 200 м ниже зоны газового выветривания, причем в интервале первых 100 м метаноносность нарастает до 13—16 $\text{м}^3/\text{т}$, а в интервале последующих 100 м всего на 4,6 $\text{м}^3/\text{т}$. Примерно на столько же увеличивается метаноносность в интервале последующих 500 м, достигая на глубине 800 м от дневной поверхности 20—23 м^3 метана на 1 т горючей массы угля.

В пределах шахтных полей 131, 132, 133 и 134 (Дубовская 2), расположенных на Алабасском участке, представляющем собой более крутое (до 45—60°) юго-западное крыло Карагандинской мульды, зона выветривания залегает примерно на глубине 140—150 м, т. е. начало роста метаноносности угольных пластов несколько отстает от такового на Саранском участке, но на глубине около 500 м природная метаноносность сравнивается с метаноносностью в пределах восточной группы шахт Саранского участка.

В пределах Талдыкудукского участка, представляющего собой южное крыло Карагандинской синклинали, зона газового выветривания погружается до глубины 180—190 м, но уже на глубине 250 м метаноносность достигает 13 $\text{м}^3/\text{т}$, на глубине 450 м — 21 $\text{м}^3/\text{т}$. В дальнейшем темп нарастания метаноносности снижается и на глубине 550 м достигает 23—24 $\text{м}^3/\text{т}$, а на глубине 800 м — предположительно 25 $\text{м}^3/\text{т}$. В целом на Талдыкудукском участке метаноносность на 2—3 $\text{м}^3/\text{т}$ меньше, чем на тех же глубинах Алабасского участка.

В Центральной части Карагандинской синклинали (долинская свита, Дубовский участок) зона газового выветривания погружается на глубину порядка 240—250 м. Ниже этой глубины нарастание метаноносности идет значительно медленней, чем по пластам карагандинской свиты в пределах Карагандинской синклинали. Так, на глубине 300 м метаноносность достигает 4 $\text{м}^3/\text{т}$, на глубине 500 м — 12 $\text{м}^3/\text{т}$. Низкая метаноносность Дубовского участка объясняется, с одной стороны, бо-

лее низкой степени метаморфизма угольных пластов долинской свиты, что определяет более низкую их метаноносность и более высокую газопроницаемость как самих пластов, так и вмещающих пород, с другой — ограниченностью размеров самой структуры. Максимальное погружение Центральной части структуры по нижнему пласту долинской свиты d_1 под мезозойскими отложениями не превышает 450 м. Мощность мезозойских отложений увеличивается со 100 м на западе до 250 м на востоке. Роль мезозойских отложений как газоупорного экрана, препятствующего вековой дегазации, проявилась в некотором выравнивании метаноносности под ним. Об этом свидетельствует градиент нарастания метаноносности, значительно меньший, чем на пластах остальных свит Карагандинской мульды.

Шерубайнуринский район. На Манжинском участке (карагандинская свита), представляющем собой северо-западное крыло Тентекской брахисинклинали, метаноносность на глубине 106 и 138 м соответственно 0,2 и 0,7 м³/т, на глубине 150—195 м отобранные пробы дали среднюю метаноносность 12,4 м³/т. Зона газового выветривания проходит на глубине 105—110 м. Темп нарастания метаноносности на Манжинском участке примерно такой же, как на шахтах Саранского участка. На глубине 300 м метаноносность достигает 23 м³/т, на глубине 800 м не превышает 20—30 м³/т. Вероятно, в северо-восточной части Манжинского участка, вблизи синклиналиного замка складки глубина зоны газового выветривания должна быть несколько большей, чем средняя по участку, тем более что в этой части и углы падения пород круче. Изогазы здесь могут быть погружены на 25—40 м по сравнению с их положением на западе участка.

На Северном участке, представляющем собой синклиналиный замок складки и ее северо-восточное крыло, глубина углей с метаноносностью 3 м³/т — 100 м. Дальнейшее нарастание метаноносности происходит значительно медленнее, чем на Манжинском участке. Уже на глубине 400 м разница в метаноносности сравниваемых участков может достигнуть 5—7 м³/т. Предполагается, что на глубине 800 м потенциальная метаноносность пластов Северного участка не превысит 20—22 м³/т.

На центральном участке глубина зоны газового выветривания 140—150 м. Кривая нарастания потенциальной метаноносности угольных пластов занимает среднее положение между таковыми Манжинского и Северного участков: на глубине 300 м — 21 м³/т, 25 м³/т на глубине 800 м. На Южном участке зона газового выветривания проходит на глубине порядка 140 м. Метаноносность 3 м³/т соответствует глубине 100—110 м, на глубине 300 м метаноносность достигает 22—23 м³/т, а на глубине 800 м предположительно 128—129 м³/т.

Все шахтные поля долинской и тентекской свит разделены на две группы пластов: нижнюю группу пластов долинской свиты d_1 — d_5 и верхнюю группу пластов долинской свиты d_6 — d_{11} . По пластам d_1 — d_5 верхняя граница метановых газов (3 м³/т) располагается на глубине 160—170 м. Далее метаноносность растет несколько медленнее, чем по пластам карагандинской свиты, однако это различие не столь резко выражено. На глубине 300 м метаноносность достигает 21 м³/т, 700—800 м — 25—26 м³/т. Верхняя группа пластов долинской свиты (d_6 — d_{11}) отличается большой глубиной верхней границы метановых газов — 225 м. Дальнейшее нарастание метаноносности идет значительно медленнее, чем у пластов нижней группы. На глубине 300 м метаноносность достигает 9 м³/т, а на глубине 600 м предположительно — 19 м³/т. Таким образом, метаноносность верхней группы пластов долинской свиты на 8—12 м³/т ниже, чем на тех же глубинах в пластах нижней группы. В

пределах нижней группы пластов d_1 — d_5 шахты им. Ленина глубина с метаноносностью угольных пластов $4 \text{ м}^3/\text{т}$ — 210 — 220 м , на глубине 300 м — 12 — $15 \text{ м}^3/\text{т}$ и предположительно 18 — $20 \text{ м}^3/\text{т}$ на глубине 600 м . В верхней группе пластов d_6 — d_{11} метаноносность $3,1 \text{ м}^3/\text{т}$ была на глубине 210 — 225 м . Дальнейшее нарастание идет медленно: только на глубине 400 м метаноносность достигает 13 — $15 \text{ м}^3/\text{т}$. На шахтном поле 8, расположенном в поднятом тектоническом блоке северо-восточной части Тентекской мульды, в нижней группе пластов (d_1 — d_5) метаноносность $4 \text{ м}^3/\text{т}$ отмечается на глубине 190 м , на глубине 300 и 463 м достигает соответственно $19,8$ и $22,9 \text{ м}^3/\text{т}$, а с учетом потерь при определении содержания газа кернонаборником метаноносность пластов составит 26 — $30 \text{ м}^3/\text{т}$. Столь высокая метаноносность угольных пластов нижней группы долинской свиты на сравнительно малых глубинах может быть объяснена вздыманием тектонического блока, на котором расположено шахтное поле. Именно этот процесс и сопровождающий его смыв приблизили к современной дневной поверхности недегазированные участки пластов.

По пластам d_6 — d_7 в пределах описываемого шахтного поля метаноносность $4 \text{ м}^3/\text{т}$ отмечается на глубине 180 м , а на глубине 212 м составляет $9,5 \text{ м}^3/\text{т}$. Средняя метаноносность на глубинах 300 и 370 м соответственно $6,3$ и $16,1 \text{ м}^3/\text{т}$, а с учетом потерь газа 8 — $12 \text{ м}^3/\text{т}$. На шахтных полях 1,2, Казахстанских, расположенных в юго-западном и южном крыльях Тентекской мульды, в пластах d_1 — d_5 метаноносность $4 \text{ м}^3/\text{т}$ достигается на глубине 200 м . Глубина зоны газового выветривания здесь несколько меньше, а темп нарастания метаноносности с глубиной несколько выше, чем в тех же пластах на шахте им. Ленина. Это объясняется более пологими углами залегания пластов.

Наконец, в верхней группе угольных пластов долинской свиты и пластах тентекской свиты на рассматриваемых шахтных полях зона газового выветривания превышает 250 м . О характере дальнейшего нарастания метаноносности с глубиной пока еще нет данных. Однако метаноносность верхней группы угольных пластов будет значительно ниже, чем у пластов d_1 — d_5 тех же участков. Данные по газовому опробованию Сасык-Кульского участка, представляющего собой юго-западную часть Шерубайнуриной мульды, еще не подвергнуты полному анализу. Тем не менее следует отметить, что метаноносность пластов карагандинской свиты здесь выше, чем на всех остальных участках бассейна. Это обусловлено высокой степенью метаморфизма углей и вмещающих пород и весьма сильной тектонической дислоцированностью, в результате чего выходы пластов в целом ряде случаев срезаны нарушениями, и пласты как газопроводящие каналы изолированы от дневной поверхности.

Высокий темп роста метаноносности угленосных отложений в пределах бассейна обуславливает и значительную метанообильность шахт уже на сравнительно небольших глубинах. Так, на глубине 300 — 350 м относительная метанообильность ряда шахт достигает 30 — $40 \text{ м}^3/\text{т}$ с. д., а по отдельным шахтопластам даже 60 — $70 \text{ м}^3/\text{т}$ с. д. Интенсификация добычи угля и повышение нагрузки на очистные забои наряду с высокой метаноносностью угольных пластов на достигнутых глубинах приводят к резкому возрастанию абсолютной газообильности шахт, которая на ряде шахт превышала 75 — 100 и даже $170 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$ Величина относительной метанообильности шахт Карагандинского бассейна и темп ее роста с глубиной выше, чем на шахтах других бассейнов страны на тех же глубинах. Величина ступени метанообильности для шахт Карагандинского бассейна колеблется в пределах 5 — $8 \text{ м}^3/\text{т}$ с. д. на каждые 100 м углубления.

Можно предполагать, что метанообильность шахт на глубине 1500 м от поверхности составит на Промышленном участке в наиболее газоносной его центральной части (см. рис. 33) 50—70 м³/т суточной добычи угля, а в районах с малой газоносностью (западная часть) — не более 20—30 м³/т с. д. Метанообильность шахт, вскрывающих пласты долинской свиты, должна быть значительной, так как в кернах углей с глубины 200—250 м содержится метан и отмечается фонтанирование газа из скважин.

Кизеловский бассейн. Состав газов угольных пластов и пород угленосной толщи в бассейне имеет существенные различия. Газы угольных пластов представлены тремя главными компонентами: метаном, углекислым газом и азотом, причем в их распределении по вертикали и по площади бассейна наблюдается определенная зональность. На западном крыле Главной антиклинали развиты четыре газовые зоны (Г. Д. Лидин, 1949 г.): азотно-углекислая, азотная, азотно-метановая и метановая. Выделение зон основано на относительном содержании главных газовых компонентов: в зоне азотно-углекислых газов $N_2 < 80\%$, $CO_2 > 20\%$ и CH_4 — нет, в зоне азотных газов $N_2 > 80\%$, $SO_2 < 10\%$ и CH_4 до 20—30%; в зоне азотно-метановых газов — CH_4 от 20—30 до 70—80% и в метановой зоне — $CH_4 > 70—80\%$ (табл. 71).

Из табл. 71 следует, что содержание главных газовых компонентов в угольных пластах отдельных геологических структур бассейна различное. В пределах северной части Главной антиклинали развиты зоны азотно-углекислых, азотно-метановых и метановых газов. Зона азотно-углекислых газов в данном участке в условиях пологого погружения антиклинали (8—10°) распространена по падению на протяжении 2500 м. На западном крыле структуры с увеличением углов падения до 40—50° протяженность зоны по пласту уменьшается до 700—800 м. Нижняя граница зоны проходит в основном на глубинах 250—300 м по вертикали и в сглаженной форме повторяет выходы пластов на земную поверхность. Зона азотно-метановых газов в северной части Главной антиклинали имеет протяженность по падению пластов до 800 м в замковой части структуры, уменьшаясь в юго-западном направлении до 400 м. Нижняя граница азотно-метановых газов проходит на глубине 400 м по вертикали. Аналогичные закономерности в распределении состава газов отмечаются также и в других структурах.

Водород и тяжелые углеводороды встречаются в виде следов, причем более часто в пробах рудничного воздуха и в составе растворенных газов. Главные компоненты газов вмещающих пород — азот, метан, углекислый газ и отчасти водород. Присутствуют тяжелые углеводороды, прежде всего они приурочены к нижней части угленосной толщи. Содержание основных газовых компонентов в породах угленосной толщи: азота 14,9—95,7% (0,004—0,24 м³/т), в среднем 59%; метана 0,6—78,3% (0,007—0,32 м³/т), в среднем 32%; углекислого газа 2,9—21,7% (0,01—0,02 м³/т), в среднем 9%, и водорода 0,3—0,4%. Наибольшее содержание метана наблюдается в углистых аргиллитах и алевролитах (0,27—0,32 м³/т), значительно меньше — в песчаниках (0,04—0,07 м³/т) и аргиллитах (0,02—0,05 м³/т). По мере удаления от контакта с угольными пластами метаноносность пород уменьшается.

Одна из особенностей бассейна — наличие нефтегазопроявлений в турнейских и верхнедевонских отложениях на западном крыле Главной антиклинали, которые встречены при проведении некоторых капитальных выработок, особенно в верхней части турнейских отложений, представляющих переслаивающимися черными глинистыми известняками и известковистыми аргиллитами. Частично нефть и газы встречаются в нижней части угленосной толщи. Выделения нефтяных газов имеют

Состав газов угольных пластов Кизеловского бассейна (А. Н. Дудырев, 1958 г.)

Структура	Газовая зона	Содержание газов, %						Газоносность, м³/т		
		CO ₂		CH ₄		N ₂		CO ₂	CH ₄	N ₂
		пределы	среднее	пределы	среднее	пределы	среднее			
Северная часть Главной антиклинали	Азотно-углекислая . . .	11,7—41,5	29,0	—	—	58,5—88,3	71,0	0,06—0,10	—	0,08—0,50
	Азотно-метановая . . .	1,0—55,0	12,0	1,4—80,0	44,0	10,0—80,0	44,0	0,01—0,32	0,01—1,37	0,04—1,20
	Метановая	0,08—11,6	3,0	71,3—100,0	90,0	1,0—27,0	7,0	0,01—0,13	0,24—2,54	0,01—0,57
Западное крыло Главной антиклинали	Азотно-углекислая . . .	8,5—100,0	52,0	—	—	11,8—91,5	48,0	0,01—0,14	—	0,01—0,10
	Азотная	4,6—23,7	12,0	1,4—4,4	3,0	60,1—95,4	85,0	0,01—0,17	0,01—0,03	0,10—0,55
	Азотно-метановая . . .	1,3—29,0	9,0	16,3—81,0	46,0	8,1—86,4	45,0	0,01—0,40	0,02—1,09	0,05—0,98
	Метановая	1,6—24,0	3,0	71,5—100,0	88,0	1,2—32,9	9,0	0,01—0,24	0,24—1,82	0,4—0,59
Западное крыло Косвинской синклинали	Азотно-углекислая . . .	17,0—100,0	41,0	—	—	50,0—83,0	59,0	0,03—0,14	—	0,04—0,66
	Азотная	7,5—28,2	10,0	0,0—4,7	3,0	71,8—100,0	87,0	0,01—0,11	0,11	0,06—0,63
	Азотно-метановая . . .	1,4—52,8	9,0	10,8—93,5	55,0	9,7—81,1	36,0	0,1—0,11	0,01—1,91	0,02—0,40
Гремячинская синклиналь	Азотно-углекислая . . .	9,2—45,0	22,0	—	—	55,0—90,8	78,0	0,02—0,05	—	0,05—0,45
	Азотно-метановая . . .	5,0—18,5	10,4	23,7—67,7	52,0	27,1—58,1	37,6	0,04—0,33	0,04—0,33	0,11—0,15
Коспашско-Полуденная синклиналь	Азотно-углекислая . . .	2,2—74,5	26,0	—	—	25,5—97,8	74,0	0,01—0,27	—	0,02—0,72

суфлярный характер подчас продолжительного действия. Скопления газов локальные, приурочены к мелким антиклинальным складкам и участкам повышенной трещиноватости. Состав газов типично углеводородный.

Донецкий бассейн. В углях московского и башкирского ярусов Донецкого бассейна содержатся следующие природные газы: метан, углекислый газ, азот, сероводород, тяжелые углеводороды, водород и редкие газы (Кравцов, 1968). Основные газовые компоненты — метан, углекислый газ и азот. Соотношение содержаний их закономерно изменяется с глубиной: содержание метана возрастает; азота — в начале возрастает, а затем снижается, и на больших глубинах в метановой зоне доля азота в составе газов углей, как правило, не выше 5%; содержание углекислого газа с глубиной уменьшается, но в некоторых восточных районах возрастает. Природная углекислотоносность угольных пластов низкая, она в несколько десятков и даже сотен раз меньше сорбционной. В метаморфическом ряду углей наблюдается непрерывное возрастание удельного содержания углекислого газа от сотых долей до 0,2—0,3 м³/т горючей массы. Более высокие содержания углекислого газа (до 5 м³/т горючей массы) отмечены в высокометаморфизованных неметаноносных антрацитах Восточного Донбасса (Газоносность . . . , 1972). В Донбассе выделено пять гидрохимических и газовых зон.

1. Зона азотно-углекислых газов (воздушно-химическая): CO₂—более 20%, N₂—до 80%, метан отсутствует. По существующей в правилах техники безопасности категоричности шахты относятся к категории негазовых. Воды этой зоны гидрокарбонатнокальциевые.

2. Зона углекисло-азотных газов (воздушная): CO₂—менее 20%, N₂—более 80%, метана — следы. Шахты относятся к категории негазовых, или к I категории (до 5 м³/т). Воды этой зоны смешанные — гидрокарбонатно-сульфатнокальциево-натриевые.

3. Зона метано-азотных газов (воздушно-метаморфическая); CH₄—менее 20%, N₂—более 80%. Газообильность по метану 5—10 м³/т. Шахты по содержанию CH₄—I и иногда II категории. Воды по своему гидрохимическому составу гидрокарбонатно-сульфатнонатриевые.

4. Зона азотно-метановых газов (воздушно-метаморфическая): CH₄—20—80%, остальные газы в малом объеме: N₂—менее 20%, CO₂—следы. Количество метана 10—15 м³/т, шахты относятся к III категории по содержанию газа. Воды гидрокарбонатнонатриевые.

5. Зона метановых газов: CH₄—более 80%, метанообильность свыше 10—15 м³/т с. д. Шахты относятся к III категории или сверхкатегорийным по содержанию газа. Воды гидрокарбонатно-хлориднонатриевые.

Сохранение метана происходит при следующих условиях: закрытые синклинальное и антиклинальное залегания пластов, особенно куполообразное, преобладание в разрезе угленосной толщи глинистых пород, перекрытие месторождения по надвигу без брекчий и открытых трещин. В антиклинальных складках и купольных поднятиях поверхность зоны метановых газов имеет наименьшую глубину погружения, а шахты характеризуются наибольшими газовыделениями, проявлением суфляров и внезапных выбросов угля и газа. Метаноносность угольных пластов изменяется от 2—3 м³/т вблизи поверхности метановой зоны до 30—35 м³/т на глубине 1600—1700 м.

Для естественной дегазации необходимы открытые антиклинали с размытым сводом, открытые мелкие синклинали, преобладание в толще трещиноватых пород, развитие открытых сбросов и зияющих трещин. Наибольшая метанообильность шахт выявлена в Донецко-Маке-

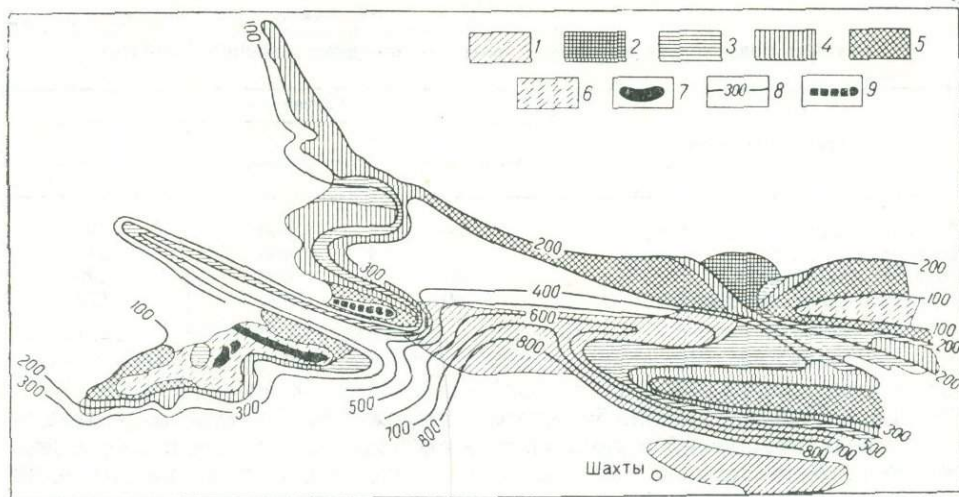


Рис. 34. Схематическая карта метанообильности шахт Донбасса до глубины 650 м:

1 — метан отсутствует; метанообильность (м³/т с. д.): 2 — до 5, 3 — 5—10, 4 — 10—15, 5 — 15—30, 6 — 30—60, 7 — более 60; 8 — изоглубины верхней границы метановой зоны в угленосной толще; 9 — вероятная метанообильность более 60 м³/т

евском (Центральном), Чистяково-Снежнянском (юго-западная часть), а также Боково-Хрустальском районах; несколько меньшая — в Селезневском, Алмазно-Марьевском, Краснодонском и Белокалитвенском районах. Слабое выделение метана наблюдается в Луганском и Красноармейском районах; наименьшее — в шахтах Лисичанского, Должанско-Ровенецкого и Шахтинско-Несветаевского районов (рис. 34).

По мере углубления шахт метанообильность закономерно возрастает. Количество метана в шахтах зависит также от условий естественной дегазации. Основная масса метана в условиях Донбасса находится в сорбированном угле состоянии, однако в отдельных случаях этот газ содержится в значительных количествах в трещинах и порах вмещающих пород. На глубоких горизонтах, особенно на северной окраине Донбасса, метан в значительных количествах находится в растворенном состоянии в соленых хлориднонатриевых водах. На северной и северо-западной окраинах бассейна вследствие увеличения пористости пород повышается роль пластовых коллекторных горизонтов газа и возникают промышленные газовые месторождения.

Глубина зоны газового выветривания от поверхности земли в юго-западной части Донбасса изменяется от 60 до 800 м. Определение глубины зоны газового выветривания (деметанизации) связано с определением глубины поверхности метановой зоны. В метановой зоне газоразделения в горные выработки начинают принимать устойчивый характер, и относительная метанообильность горных выработок систематически нарастает по мере углубления в недра бассейна. Изучение газоносности юго-западной части Донецкого бассейна показало, что поверхность метановой зоны имеет волнистый подземный рельеф, формирование которого связано с геологическими и геоморфологическими условиями, изменяющимися как по площади, так и на глубину бассейна. Диапазон колебания глубины поверхности метановой зоны по отдельным районам (юго-западная часть Донбасса) характеризуется данными табл. 72.

На разведваемом участке или в пределах шахтного поля необходимо иметь точное представление о залегании поверхности метановой зоны

Таблица 72

Глубина поверхности метановой зоны юго-западных районов Донбасса

Угленосные районы	Глубина, м		
	минимальная	максимальная	средняя
Красноармейский	80	800	380
Центральный	100	400	230
Донецко-Макеевский	100	400	200
Чистяково-Снежнянский	60	330	170

по всей площади, так как без этого невозможно судить о дегазации угленосных отложений в природных условиях и, как следствие, иметь четкое представление о газоносности угленосных отложений. Нередки случаи, когда крылья одной и той же шахты, отрабатывающие близкие горизонты работ, имеют различную метанообильность горных выработок. Территория Восточного Донбасса по изменению метаноносности угольных пластов на площади, в стратиграфическом разрезе и с глубиной погружения, обусловленному суммарным воздействием комплекса геологических факторов, основные из которых метаморфизм углей и тектоника, подразделена на четыре зоны.

1. Зону малогазоносных длиннопламенных углей, которая охватывает Миллеровский район, расположенный на северном платформенном склоне Донбасса. Метаноносность угольных пластов не превышает $4 \text{ м}^3/\text{т}$.

2. Зону распространения высокогазоносных углей, включающую Каменско-Гундоровский, Белокалитвенский, Тащинский и Краснодонецкий районы распространения углей марок от жирных до полуантрацитов. Наименьшая метаноносность у жирных углей (до $17 \text{ м}^3/\text{т}$), наибольшая — у полуантрацитов (до $30\text{—}35 \text{ м}^3/\text{т}$). Нарастание газоносности с глубиной происходит по гиперболической кривой.

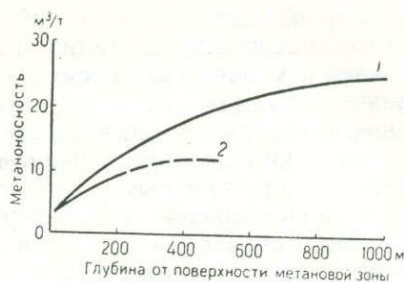
3. Зону распространения антрацитов с объемным выходом летучих веществ $260\text{—}100 \text{ мл}/\text{т}$, включающую пласты Углеродовской, Сулино-Садкинской, Ново-Золотовской и Висловской синклиналей, для которых характерно понижение метаноносности с увеличением степени метаморфизма. Метаноносность углей не превышает $15 \text{ м}^3/\text{т}$.

4. Зону негазовых пластов, включающую высокометаморфизованные антрациты (с объемным выходом летучих веществ менее $100 \text{ мл}/\text{г}$) Гуково-Зверевского, Шахтинско-Несветаевского, Сулино-Садкинского и Задонского районов. Метаноносность антрацитовых пластов не превышает $1\text{—}2 \text{ м}^3/\text{т}$. Но вместе с тем, как уже отмечалось, в районах высокометаморфизованных углей шахты имеют высокую углекислотообильность (до $30 \text{ м}^3/\text{т}$ с. д. и выше).

При наличии карт крупного масштаба глубины поверхности метановой зоны в изолиниях для каждого шахтного поля можно получить ясное представление об изменении газообильности горных выработок по площади шахтного поля и на глубину. Поэтому необходимо в процессе геологоразведочных работ составлять карты поверхности метановой зоны масштаба $1 : 5\,000$, используя для этой цели фактические данные, полученные при изучении природной газоносности угольных пластов или газообильности горных выработок шахт.

Таким образом, до глубины $600\text{—}800 \text{ м}$ распределение метана в угленосной толще промышленного Донбасса отличается большой нерав-

Рис. 35. Нарастание метаноносности угольных пластов Воркутского (1) и Воргашорского (2) месторождений в метановой зоне



номерностью. Основные факторы неравномерного распределения метана в угленосной толще бассейна геологические и гидрогеологические.

В южной части Западного Донбасса пласты залегают неглубоко, выходя под мезо-кайнозойские отложения, и слабо газоносны. На площадях развития мезо-кайнозойских отложений, залегающих на карбоне несогласно и со стратиграфическим перерывом, имело место газовое выветривание карбона в приповерхностной зоне и дегазация более глубоких зон. В северной части глубина их залегания увеличивается; вниз по падению они разведаны до глубины 1000—1500 м. Угол падения пластов — от 2 до 5°. По данным ДГИ (Яровой, Масленко, Бесчастный, 1969), природная метаноносность верхних пластов в южной части района колеблется от 0,2 до 2 м³/т, что отвечает зоне газового выветривания. Поэтому и шахты по газообильности здесь будут I категории, в то время как нижние пласты (от с₆ до с₁) залегают в зоне метановых газов, и шахты на глубине 325 м и имеют метанообильность до 15 м³/т суточной добычи.

ПЕРМСКИЙ ЭТАП УГЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Печорский бассейн. Состав газов угленосных отложений бассейна несколько отличается от состава газов каменноугольных бассейнов средней полосы СССР (Кравцов, 1968). Основные компоненты газов угольных пластов бассейна — метан, тяжелые углеводороды и водород; подчиненное значение имеют азот и углекислый газ, образовавшиеся в основном в процессе метаморфизма углей. Характерно почти полное отсутствие углекислого газа — основного компонента азотно-углекислой зоны каменноугольных бассейнов средней полосы. Для угольных пластов Печорского бассейна характерна значительно меньшая степень дегазации. Намечается закономерное увеличение мощности зоны газового выветривания, исключая отдельные местные отклонения, от Усинско-Сейдинской и Воргашорской площади в северо-восточном и юго-западном направлениях от 0—50 до 150—250 м (в сторону Хальмерьюского и Интинского районов).

Отсутствие полной дегметанизации угольных пластов и обычно незначительная мощность зоны газового выветривания ставят Печорский бассейн в особое положение среди угленосных районов СССР — здесь отсутствуют негазовые шахты. Намечается ряд следующих основных положений геологии и геохимии газов угольных месторождений Печорского бассейна. Содержание метана закономерно увеличивается с глубиной от 0 до 99—100%. Интенсивность нарастания метана неодинакова для различных месторождений, что видно из графика на рис. 35.

Водород в количествах, превышающих точность определения газоанализатора, фиксируется в среднем в 10—12% общего числа исследованных угольных проб. Исследователями подмечена приуроченность максимальных количеств водорода к угольным пластам средних и высо-

ких стадий метаморфизма, либо к пластам, заключающим газы с высокими концентрациями гелия. Газовым обследованием скважин в ряде случаев отмечается интенсивное выделение водорода из горизонтов песчаников, которые могут служить дополнительным источником поступления водорода в горные выработки.

Широким распространением в угольных газах пользуются микроконцентрации тяжелых газообразных углеводородов. Наиболее высокое содержание тяжелых углеводородов характерно для газов жирных углей. На Воркутском и Воргашорском месторождениях наблюдается увеличение их содержания с глубиной. Повышенные содержания гелия в угольных газах встречаются на Хальмерьюском и Верхне-Сыръягинском месторождениях. По генетическим признакам и химическому составу в угленосных отложениях Печорского бассейна выделяются две газовые зоны: зона воздушно-метаморфогенных, метано-азотных и азотно-метановых газов (зона газового выветривания) и зона метаморфогенных метановых газов (Жалимов, Разварин, Зимаков, 1972).

Бассейн характеризуется неравномерным распределением газов в угольных пластах как в целом, так и на отдельных его участках, которое нашло выражение в колебаниях мощности зоны газового выветривания, что обусловлено влиянием на современное распределение газов ряда геологических факторов. Основные из них—история геологического развития, размеры и форма месторождений и разрывная тектоника, а также физические и физико-химические свойства углей и вмещающих пород. Один из основных факторов, приведших к неравномерности и сокращению зоны газового выветривания, — геологическое положение бассейна в краевой зоне Уральской горноскладчатой области, что обусловило большую интенсивность эрозионных процессов, особенно в ледниковый период. Колебания мощности газового выветривания обусловлены процессами, происходившими в посторогенный этап развития бассейна, и, в частности, интенсивным разрывом различно дислоцированной угленосной толщи, особенно в геосинклинальной зоне, продолжительным континентальным перерывом и последующим перекрытием молодыми осадками, в том числе и ледниковыми. Основные факторы, обуславливающие сохранение высокой газоносности угольных месторождений бассейна, — покров ледниковых отложений и многолетняя мерзлота.

Низкая степень метаморфизма углей и катагенеза пород сказались в более глубокой дегазации угленосных толщ Интинского и Кожимского месторождений. В связи с повышением метаморфизма углей газоносность угольных пластов в бассейне на больших глубинах будет возрастать в северо-восточном направлении. Усиление метаморфизма углей для Печорского бассейна — региональный фактор, повышающий интенсивность нарастания газоносности (главным образом метаноносности) угольных пластов, причем это нарастание в метановой зоне имеет гиперболическую зависимость от глубины погружения угольных пластов: от 1—2 до 6—8 м³/т на Интинском, от 2—3 до 20—25 м³/т на Воргашорском и от 3—4 до 30—35 м³/т на Воркутском месторождениях.

Месторождения, где угленосные отложения интенсивно дислоцированы, оказываются дегазированными в большей степени, чем пологие и спокойно построенные структуры, что проявлено на месторождениях, приуроченных к сложноскладчатым бортам Коротаихинской мегасинклинали. Разрывная тектоника обуславливает местные колебания газоносности угольных пластов, например на Воркутском месторождении от 10—15 до 25—30 м³/т на глубине 700—800 м. Структуры с большими запасами метана благодаря его постоянному подтоку с глубины медленнее поддаются газовому выветриванию, чем структуры с ограниченными

областями питания. С последними связаны депрессионные поверхности зоны метановых газов на Юньягинском и Қожимском месторождениях. Скопление свободных метановых газов (в ряде случаев с примесью водорода) в четвертичных отложениях, в зоне контакта покровных и коренных пород, а также в песчаниках угленосной толщи могут вызвать резкие повышения газовыделения при проходке горных выработок.

В угленосных отложениях существует закономерная связь химизма подземных вод с газовой зональностью. Для зоны газового выветривания характерны воды гидрокарбонатнокальциево-натриевые. В пределах зоны метаморфических (метановых) газов подземные воды имеют гидрокарбонатнатриевый, гидрокарбонатно-хлориднатриевый, а на более глубоких горизонтах хлоридно-натриевый состав. Глубины залегания поверхности метановой зоны и верхней границы распространения гидрокарбонатнатриевых вод примерно совпадают. Подземные воды угленосных отложений Печорского бассейна имеют специфический солевой состав, отличный от состава вод Донецкого и Кузнецкого бассейнов.

В бассейне не всегда наблюдается обратная зависимость газонасыщенности месторождений от их обводненности, а также метанообильности шахт от водообильности, установленная для Донбасса. Для блестящих и тускло-блестящих разностей углей сорбционная способность увеличивается с повышением стадии метаморфизма. Особое положение занимают длиннопламенные угли, сорбционная способность которых выше, чем у углей средних степеней метаморфизма. Угли с большой нарушенностью структуры обладают повышенной скоростью газоотдачи, а угольные пласты, содержащие пачки таких углей, склонны к внезапным выбросам угля и газа. Запасы метана в угольных пластах Воркутского месторождения 70—100 млрд. м³, Воргашорского 200—300 млрд. м³, Усинско-Сейдинской площади 1000—1500 млрд. м³. Огромные запасы газа (метана) Печорского бассейна следует рассматривать как полезное ископаемое при комплексной эксплуатации метано-угольных месторождений.

Опасность при проходке выработок могут представлять скопления газов (иногда и нефти, встреченной на шахтах Воркутского месторождения) в трещиноватых зонах угленосной толщи: более газонасыщенные зоны отмечаются в горизонтах повышенной угленосности вблизи разрывных нарушений. Очень важный итог работ в Печорском бассейне—прогнозирование газовыделений в горные выработки на полях проектируемых, строящихся и реконструируемых шахт. Так, например, прогнозный расчет газовыделений на верхнем горизонте шахт-гигантов Воргашорского месторождения на основе данных о газонасыщенности угольных пластов показал, что метанообильность будет от 7—8 до 14—15 м³/т с. д.

Кузнецкий бассейн. В угольных месторождениях бассейна установлены следующие газы, заключенные в угленосной толще: метан, углекислый газ, тяжелые углеводороды (главным образом этан), азот, сероводород и водород (Кравцов, 1968). Основной компонент — метан (до 96%), образовавшийся в результате метаморфизма угля. Газонасыщенность угольных пластов возрастает с глубиной и увеличением степени метаморфизма углей. Исключение — угли относительно низкой степени углефикации.

В Кемеровском районе угольные пласты отличаются очень большой метаноносностью. Метанообильность в отдельных выработках достигает 160 м³/т суточной добычи угля. Значительной газонасыщенностью отличаются тощие угли Аралычевского района. В Прокопьевско-Киселевском районе метан до глубины 50—100 м в большинстве шахт отсутствует,

на глубине 200 м появляется до 3,8 м³/т, в некоторых структурах до 15—20 м³/т. На площадях развития мезо-кайнозойских отложений, залегающих несогласно на пермской угленосной толще, имели место газовое выветривание пермских осадков в приповерхностной зоне и дегазация более глубоких зон.

Среди углей ерунаковской и ильинской подсерий максимальной газоносностью отличаются наиболее метаморфизованные угли, достигающие стадии Ж. Метанообильность шахт Прокопьевско-Киселевского района 2,4—22 м³/т с. д. (глубоких шахт — до 80 м³/т с. д.), Кемеровского 2—48 м³/т с. д., Анжерского 3—18 м³/т с. д., Ленинского 2—20 м³/т с. д., Осиновского 0,7—54 м³/т с. д. Значительная часть (около 26%) всех действующих шахт относится к сверхкатегорийным по газу. Большой интерес представляют данные скважины 5-Р, бурившейся на Абашевской структуре. С глубины 1870—1913 м произошел выброс газа. Анализ показал следующий состав: CO₂ 93%, СО 0,9%, N₂ 5,5%; CH₄ 0,3%; (Ne+He) 0,27%; (Ar+Xe+Kr) 0,066%. С глубины 2284 м был второй выброс газа. Анализом установлено содержание CO₂ до 75%. Интервалы интенсивного газовыделения приурочены: первый — к ишаново-промежуточной, второй — к алыкаевской свитам, характеризующимся интенсивным развитием трещиноватости.

Выбросы газа произошли под давлением примерно 360 кг/см², газ состоял почти исключительно из CO₂. Все это свидетельствует о том, что газ находится под большим давлением и в больших объемах и что по своему происхождению он глубинный. По-видимому, углекислый газ поднимается по крупному региональному разлому, по которому произошло поднятие магматического расплава. Подтверждение этого — сильное окварцевание пород в зоне нарушения, к которому приурочены интенсивные газопроявления. К региональным глубинным разломам приурочен ряд интенсивных выходов углекислого газа, в том числе и в районе Терсинских месторождений углекислых вод. Наличие в Кузбассе, особенно в южных его районах, больших скоплений углекислого газа, находящихся под большим напором, должно быть учтено при освоении глубоких горизонтов угольных месторождений.

Газоносность балахонской и кольчугинской продуктивных серий наряду с некоторыми общими закономерностями имеет и свои особенности. Общее для обеих серий то, что газ, образовавшийся в больших количествах при формировании угольных пластов, в дальнейшем распределялся в угленосной толще в зависимости от последующей геологической истории Кузнецкого бассейна вообще и отдельных его районов в частности. После накопления угленосной толщи и образования угольных пластов и газов, заключенных в ней на границе перми и триаса, наступило общее поднятие, что, естественно, привело к первому большому перераспределению газа в отдельных частях угленосной толщи.

Относительно небольшое движение завершилось энергичным складкообразованием древнекеммерийской фазы, собравшим накопившуюся многокилометровую толщу в систему относительно пологих складок. Это было первое крупное тектоническое движение, которое привело к новому перераспределению газа в угленосной толще с максимальным газонасыщением антиклинальных структур. Одновременно в южной части Кузбасса проявился западный нажим, которым были созданы широкие и крупные складки северо-восточного простирания с крутыми (до 50°) западными и пологими восточными крыльями синклиналей, что в свою очередь привело к усиленной дегазации крутых крыльев складок, в настоящее время менее газоносных, чем пологие восточные.

Следующее крупное изменение газового режима угленосной толщи было вызвано возникновением больших пологих надвигов шарьяжного

типа, относящихся к той же тектонической фазе и установленных в Прокопьевско-Киселевском и Осиновском районах. Тектонические движения завершились киммерийской фазой, энергичная складчатость которой, по-видимому, привела к новому перераспределению газа в угленосной толще. Наконец, заключительный момент в распределении газа в угленосной толще, близкий к современному, — возникновение в конце киммерийской фазы большого числа крупных взбросового типа нарушений, оформивших в основных чертах тектоническую структуру Кузнецкого бассейна. С этой фазой, вероятно, надо связывать и образование ориентированных в широтном направлении валов и прогибов.

Тектонические нарушения, ориентированные по простиранию пород, чаще всего бывают закрытыми и наиболее газонасыщенными, тогда как более молодые поперечные чаще открыты и представляют собой зону, лишенную значительных количеств газа. Эта закономерность уже отмечалась гидрогеологами, работающими на месторождениях нефти и минеральных вод. Для угольных месторождений Кузбасса, Донбасса, Карагандинского и Печорского бассейнов это отмечено впервые. Еще Н. М. Страхов (1940) указывал на необходимость создания классификации трещин и выяснения их влияния на газонасыщенность, что сейчас сделано для Кузбасса. Такова общая геотектоническая история Кузнецкого бассейна как структурной единицы. В тесной связи с формированием бассейна происходило и изменение газового режима в угольных пластах и вмещающих породах.

Различие качественной и количественной характеристик газонасыщенности для балахонской и кольчугинской серий в значительной степени обусловлено как геологическими условиями, так и различием исходного материала и условий его превращения в угольную массу. Каждая из продуктивных подсерий и свит бассейна или ее горизонтов характеризуется определенным комплексом растительных остатков и определенными физико-географическими условиями образования. Для нижней нижнебалахонской подсерии характерен преимущественно древесный характер первичного материала углей — ствольные части кордантов, накапливавшихся в условиях переменной влажности. Поэтому угли балахонской серии в основной своей массе матовые, полуматовые и полублестящие. Материалом для углей ерунаковской подсерии послужила лесная подстилка, состоящая преимущественно из листьев и веток растений (мезофиты) — главного представителя растительности верхней перми.

Накопление и разложение их, однако, происходило в условиях сильного увлажнения, в обстановке мокрого болота. Поэтому угли в преобладающей части блестящие. Это различие в условиях образования привело к различиям количественного и качественного состава этих двух продуктивных подсерий и находит свое отражение в химической характеристике петрографических типов. Характерно, что коэффициент газоотдачи (0,8) для углей ерунаковской подсерии Ленинск-Кузнецкого, Байдаевского и Осиновского районов значительно выше коэффициента газоотдачи (0,4—0,5) для углей большей степени углефикации балахонской серии Анжеро-Судженского, Араличевского и Прокопьевско-Киселевского (пласт Мощный) районов. Характер газоотдачи углей показан на рис. 36.

Коэффициент газоотдачи может до некоторой степени служить показателем будущей газообильности горных выработок. Газоотдача определяется геологическими и гидрогеологическими условиями залегания угольных пластов, а также петрографическим составом. Поэтому из сравнения коэффициентов газоотдачи углей ерунаковской подсерии и балахонской серии можно сделать заключение, что газонасыщенность этих

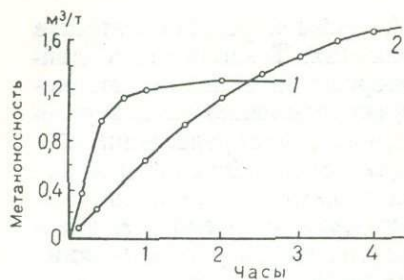


Рис. 36. Кривые скорости выделения метана из угля: 1 — кольчугинской свиты; 2 — балаховской свиты

углей различна. Исходя из содержания основных компонентов (метана, азота и углекислого газа), определенного несколькими тысячами анализов, все газы угольных месторождений Кузбасса можно подразделить на пять групп (табл. 73), характерных для различных глубин (зон).

Таблица 73

Разделение газов по содержанию основных компонентов

Газы	Содержание компонентов, %			
	N ₂	CO ₂	CH ₄	Тяжелые и легкие редкие газы
Азотно-углекислые	15—79	20—85	0—5	0,2020—1,4400
Углекисло-азотные	76—99	0—19	0—10	0,6114—1,8800
Метано-азотные	30—76	0—10	0—15	0,4232—1,8000
Азотно-метановые	19—30	0—71	8—78	0,3600—0,8140
Метановые	0—17	0—6	82—99	0,0190—0,2560

Границы зон на всей территории Кузбасса находятся на различной глубине, так как быстрота миграции газов зависит от газопроницаемости углей и вмещающих их пород, наличия водоносных горизонтов и ряда других факторов. Поскольку миграция газов совершается преимущественно по угольным пластам, для глубины залегания той или иной газовой зоны имеет большое значение величина угла падения пласта. При перемещении той или иной зоны по падению пласта в случае крутого залегания пород глубина будет практически соответствовать углублению зоны по вертикали, в то время как при пологом падении по вертикали — может быть ничтожной. Поэтому границы газовых зон представляют собой не плоскости, проходящие на тех или иных глубинах от земной поверхности и параллельные ей, а поверхности сложного рельефа.

Примерная глубина зон азотно-углекислых и углекисло-азотных газов в современных промышленных районах Кузбасса достигает 70—100 м. Нижняя граница этих газов проходит в среднем на глубине 150—180 м. Отдельные пробы угля, взятые с глубины 200—250 м, содержали углекисло-азотные газы, в то же время известны случаи, когда уже на глубине 50 м угли содержали газы метано-азотного состава. Отсюда можно заключить, что нижняя граница азотно-углекислых и углекисло-азотных газов залегает на различной глубине в зависимости от природных условий и в каждом отдельном случае может быть определена специальным отбором проб. Ниже зоны углекисло-азотных газов залегают метано-азотные газы. Газы воздушного происхождения (азот), проникая глубже своей зоны, смешиваются с метановыми газами и образуют азотно-углекислые газы. Углекислый газ в газах данной зоны играет подчиненную роль, его содержание падает до 2,5%, а средняя

газоносность 0,09 м³/т. Нижняя граница метано-азотных газов проходит в среднем на глубине 150—230 м, местами поднимаясь до 70—100 м от поверхности земли.

По мере дальнейшего углубления в недра угленосной толщи количество проникшего с поверхности азота уменьшается, увеличивается содержание метана и образуется азотно-метановая зона, затем метан становится единственным генетическим типом. Метановая зона в среднем начинается с глубины 200—250 м и простирается на всю глубину залегающих угленосных отложений, причем на достаточно больших глубинах газы, заполняющие угольные пласты, чаще всего свободны от примесей газов воздушного происхождения.

В Норильском районе также установлены закономерности в распределении основных компонентов газов — метана, азота и углекислого газа, наблюдается повышение содержания метана с глубиной и соответственно понижение содержания азота и углекислого газа (Кравцов, 1968). Выделяются следующие газовые зоны: азотно-углекислых газов, углекисло-азотных, метано-азотных, азотно-метановых и метановых. Основная роль в распределении газовых зон принадлежит геологическим, геоморфологическим и мерзлотным факторам. Зоны азотно-углекислых и углекисло-азотных газов на каменноугольных месторождениях приурочены к выходам угольных пластов на дневную поверхность и распространяются на 100—150 м по падению. На горе Шмидта ширина этой зоны по падению достигает 400—450 м. Нижележащая зона метано-азотных газов достигает глубины 200—300 м. В этой зоне в составе газов в виде незначительной примеси появляется метан. В следующей, азотно-метановой зоне содержание метана колеблется от 20 до 80%. Ширина азотно-метановой зоны обычно 250—300 м, иногда достигает 500 м. Нижняя граница зоны приурочивается к глубинам 200—250 м. Самая нижняя газовая зона — метановая. Содержание метана в ней не падает ниже 80%. Азот и углекислый газ — второстепенные компоненты.

ТРИАСОВЫЙ ЭТАП УГЛЕОБРАЗОВАНИЯ

В результате исследований с 1956 г. в Челябинском угольном бассейне в угленосной толще установлены метан, углекислый газ, азот вместе с редкими газами. Во многих пробах свободного газа, выделявшегося вместе с самоизливающейся водой, установлены тяжелые углеводороды — этан, пропан и др. (Ласточкин, 1972). По своему генезису и условиям миграции природные газы бассейна весьма неоднородны. Одни природные газы связаны в своем происхождении с процессами углеобразования, другие глубинного происхождения, так как Челябинский грабен приурочен к глубинному разлому. Следует особо отметить тот факт, что для бассейна характерна высокая газоносность вмещающих пород. В угленосной толще наблюдается только метан. С уменьшением угленасыщенности содержание метана уменьшается.

Углекислый газ выявлен в верхних горизонтах угленосной толщи, с глубиной (по скважинам) его процентное содержание уменьшается, таким образом, этот углекислый газ образовался в результате окисления угля. В отдельных случаях содержания CO₂ на больших глубинах обязаны миграции его по глубинным разломам. Азот в угленосной толще — реликт атмосферного воздуха, захваченного в процессе осадко- и угленакопления. В распределении газов в угленосной толще отмечается определенная зональность, представленная тремя зонами (Ласточкин, 1972): 1) углекисло-азотной, 2) азотно-метановой и 3) метановой. Качественный состав газа по зонам не остается постоянным (табл. 74).

Таблица 74

Распределение (%) газов по зонам (см. текст) Челябинского бассейна

Районы	Зоны	Уголь			Вмещающие породы		
		CO ₂	CH ₄	N ₂	CO ₂	CH ₄	N ₂
Челябинский бассейн	1	19,7	0,9	79,4	15,8	2,1	82,1
	2	5,9	50,7	42,4	10,5	32,8	56,7
	3	2,8	89,8	7,4	5,6	68,3	26,1
в том числе:							
Коноваловский	1	20,1	—	79,9	15,6	—	84,4
	2	10,3	67,4	22,3	—	—	—
	3	3,5	91,1	5,4	0,2	75,7	24,1
Северо-Копейский	1	39,0	—	61,0	16,4	1,2	82,4
	2	2,6	41,6	55,8	12,2	20,0	67,8
	3	2,0	89,5	8,5	4,2	47,2	48,6
Камышинская мульда	1	25,8	5,8	68,4	28,4	—	71,6
	2	10,2	34,4	55,4	8,9	53,1	3,8
	3	3,3	88,0	8,7	4,4	83,6	12,0
Коркинская мульда	1	3,0	—	97,0	3,1	—	46,9
	2	3,7	20,2	76,1	6,2	20,8	73,0
	3	2,0	93,8	4,2	7,8	60,5	31,7
Поля шх. 18-накл. и 18-бис	1	22,6	—	77,4	15,5	11,5	73,0
	2	8,1	71,4	20,5	13,3	34,6	52,1
	3	2,3	89,3	8,4	7,9	76,9	15,2
Поля шх. Кулляр 1—2—3	1	7,7	—	92,3	16,1	—	83,0
	2	6,4	69,4	24,2	12,1	35,4	52,5
	3	3,8	87,2	9,0	9,2	65,7	25,1

Из приведенных данных можно видеть, что значительно больше метана содержится в газах углей, чем вмещающих пород. Эта разница достигает 18—21% в азотно-метановой и метановой зонах. Закономерное изменение глубины залегания поверхности появления метана по участкам с севера на юг можно видеть в табл. 75. В метановой зоне газ

Таблица 75

Глубина залегания граничных поверхностей газоносных зон (Ласточкин, 1972)

Районы Челябинского бассейна	Глубина поверхности, м	
	появления метана	метановой зоны
Коноваловский	140	260
Северо-Копейский	90	230
Камышинская мульда	130	200
Коркинская мульда	120	320
Поля шх. 18-накл. и 18-бис	60	140
Поля шх. Кулляр 1—2—3	100	170

вмещающих пород состоит из метана на 60—70%. Содержание CO₂ в углях и вмещающих породах обратное: больше всего CO₂ во вмещающих породах азотно-метановых зон, и только лишь в зоне углекисло-азотных газов угольные пласты содержат повышенные объемы CO₂. Исследованиями также установлено следующее изменение состава газа в угленосной толще Челябинского бассейна: 1) состав газа меняется

на глубину ступенчато: вначале отмечается уменьшение содержания CO_2 с глубиной; затем появляется метан, содержание которого резко возрастает на границе поверхности метановой зоны, 2) содержание CH_4 в метановой зоне в одной и той же литологической разности пород с глубиной не меняется; 3) повышенным содержанием метана в газе отличаются угольные пласты; 4) в метановой зоне углекислого газа редко больше 5—10%, и лишь иногда содержание CO_2 достигало 20—40%; 5) азот характерен для газов вмещающих пород на глубоких горизонтах (ниже границы поверхности метановой зоны).

В результате проведенных исследований геолого-газовой партией МГРИ в Челябинском бассейне установлено изменение поверхности метановой зоны в связи с газонефтепроявлениями по разломам. Поверхность метановой зоны понижается (углубляется) в направлении на север, а поверхность газонефтепроявлений повышается (поднимается). Зона метановых газов и тяжелых углеводородов обусловлена газонефтепроявлениями по глубинным разломам.

НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИЙ ЭТАП УГЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Ткибули-Шаорское месторождение. Угли сильно газонесные, а шахты по метану, как правило, сверхкатегорийные. Пласты склонны к внезапным выбросам угля и газа. Распределение метана на площади месторождения определяется характером складчатой структуры, дегазирующим влиянием Махараульского сброса, снижающего газоносность с $15 \text{ м}^3/\text{т}$ в центральной части месторождения до $9\text{—}11 \text{ м}^3/\text{т}$ у сброса, а также экранирующим влиянием покровных отложений пестроцветной свиты и меловых пород (Кравцов, 1968). В горных выработках были отмечены случаи просачивания нефти из трещин по разрывным нарушениям. Сравнительно часто в газах месторождения встречаются водород и тяжелые углеводороды, например, на участке Западном (в %): CO_2 0,2; O_2 2,0; CH_4 90,1; H_2 0,1; C_3H_8 4,6; N_2 3,0.

Газоносность углей достигает в районе Шаорской площади $15 \text{ м}^3/\text{т}$ горючей массы и изменяется в зависимости от условий залегания угленосной толщи (А. А. Дзидзигури, Ю. Д. Цинцадзе, 1969 г.) и сложности горного рельефа (абсолютные отметки поверхности колеблются в пределах $1200\text{—}1900 \text{ м}$). В связи с этим одинаковым глубинам от поверхности обычно соответствуют разные абсолютные отметки почвы угольного пласта, почему и не наблюдается строгая зависимость газоносности от абсолютной глубины залегания угольных пластов. Газоносность пород угленосной толщи достигает на больших глубинах $1,5\text{—}2 \text{ м}^3/\text{т}$. Следовательно, на больших глубинах вмещающие породы будут иметь существенное значение в газовом режиме шахт.

Южно-Якутский бассейн. Исследования сорбционной газоемкости углей* проводились на углях Муастахского месторождения Алдано-Чульманского района объемным методом при высоких давлениях (Бархатова, 1962). Максимальное давление при опытах $25 \text{ кгс}/\text{см}^2$, температура соответствовала фактически замеренным температурам пласта $0\text{—}8^\circ \text{C}$. Из-за отсутствия на территории месторождения действующих шахт изучение производилось только по керновым пробам, отобранным на газоносность из скважин кернагазонаборником КГН-3-58. При изучении газоносности керновых проб определялся и состав извлекаемой из пробы газовой смеси. Газоносность угольных проб изучалась по отношению к газу, доминирующему для пласта на данной глубине. В общей сложности газоносность углей Южно-Якутского бассейна изу-

* По данным сотрудников ВОСТНИИ Н. П. Таран и Ю. Ф. Нефедьева (1969 г.).

чена на примере 40 проб. Результаты исследований газоёмкости и пористости углей приведены в табл. 76, в которой с целью сопоставления газоёмкость дана только при одной температуре 8° С.

Из табл. 76 видно, что значения метаноёмкости угольных пластов Муастахского месторождения мало отличаются друг от друга (исключе-

Таблица 76

Газоёмкость и пористость углей Муастахского месторождения

Пласт	Глубина, м	Основные показатели качества, %			Пористость, см ³ /г	Газ	Газоёмкость углей (м ³ /т горючей массы) при t 8° С и давлении (кгс/см ²)	
		W ^a	A ^a	V ^r			1	25
Г ₆	220,0—220,6	1,44	32,48	25,31	0,033	CH ₄	4,0	17,1
Г ₈	267,0—267,5	4,06	54,34	25,63	0,028	CH ₄	4,0	17,8
Спутник								
Г ₈	361,5—361,8	0,84	23,26	24,26	0,063	CH ₄	4,1	16,3
Д ₁₅	275,4—275,7	0,66	25,06	22,03	0,015	CH ₄	3,6	16,1
Д ₁₅	377,5—377,9	0,45	24,19	20,17	0,025	CH ₄	4,2	17,7
Д ₁₅	378,5—378,8	1,37	31,25	25,44	0,033	CH ₄	6,4	27,1
Д ₁₅	416,6—417,1	0,52	4,86	19,18	0,044	CH ₄	4,0	14,2
Г ₈	141,8—142,2	0,86	29,59	23,44	0,066	N ₂	0,5	8,2
Д ₁₉	259,9—260,2	0,46	18,96	24,38	0,085	N ₂	0,7	8,8
Д ₁₉	260,5—261,0	0,40	10,35	24,72	0,075	N ₂	0,5	6,6

чение — одна высокозольная проба), при давлении 1 кгс/см²—3,6—4,2 м³/т горючей массы, при 25 кгс/см²—14,2—17,8 м³/т г. м. Газоёмкость азота при 1 кгс/см² 0,5—0,7 м³/т, при 25 кгс/см²—6,6—8,8 м³/т. Значения метаноёмкости углей Южно-Якутского бассейна были сопоставлены с экспериментальными значениями метаноёмкости углей Кузнецкого бассейна одинаковой степени метаморфизма (табл. 77). Для этого угли Муастахского месторождения были дополнительно исследованы на метаноёмкость при температуре 18° С.

Из табл. 77 видно, что метаноёмкость углей Южно-Якутского бассейна при давлении 1 кгс/см² мало отличается от метаноёмкости соответствующих углей Кузнецкого бассейна. В большей степени расхожде-

Таблица 77

Сопоставление свойств одинаковой степени метаморфизма углей Южно-Якутского и Кузнецкого бассейнов

Выход летучих веществ, %	Зольность углей, %		Метаноёмкость углей (м ³ /т горючей массы) при t 18° С и давлении, кгс/см ²			
	южно-якутских	кузнецких	1		25	
			южно-якутских	кузнецких	южно-якутских	кузнецких
19	5	12	3,7	3,9	13,3	13,9
20	24	12	3,8	3,5	17,2	13,7
22	25	12	3,4	3,6	14,5	14,0
23	16	12	3,6	3,4	14,2	13,0
24	23	11	3,7	3,3	15,5	12,8
25	33	12	3,3	3,0	15,7	12,9

ние заметно при давлении 25 кгс/см^2 в сторону увеличения метаноёмкости горючей массы южно-якутских углей. Расхождение может быть объяснено разницей зольности углей. При этих исследованиях, а также при исследованиях метаноёмкости углей Кузнецкого бассейна наблюдалось, что с увеличением зольности углей одной степени метаморфизма и влажности прослеживается увеличение метаноёмкости горючей массы угля. Особенно сильно это явление заметно на углях с зольностью 15—20%, когда увеличение метаноёмкости может достигать 35—59%.

По-видимому, увеличение сорбционной метаноёмкости при расчете на горючую массу высокозольных углей можно объяснить тем, что некоторые минеральные вещества, находясь в угле вместе с органическим веществом в виде сложных механических смесей и в коллоидально-химических состояниях, тоже участвуют в сорбции газа. Если рассчитывать метаноёмкость не на горючую массу, а на всю массу угля (органическую и неорганическую его части вместе взятые), то метаноёмкость значительно ниже. При одинаковом выходе летучих веществ с увеличением зольности наблюдается уменьшение метаноёмкости угля. Это говорит о меньшей сорбционной способности минерального вещества по сравнению с органическим веществом угля.

Приведенные исследования изменения газоемкости угля по мощности пласта показали, что газоемкость не остается постоянной по мощности и колеблется тем значительнее, чем больше разница в данных технического анализа угольных пачек.

1. Метаноёмкость угля Южно-Якутского бассейна при давлении 1 кгс/см^2 мало отличается от метаноёмкости угля Кузнецкого бассейна той же степени метаморфизма. Однако при 25 кгс/см^2 это расхождение достигает 20% в сторону увеличения метаноёмкости южно-якутских углей.

2. Метаноёмкость углей по мощности пласта не остается постоянной.

3. Вследствие увеличения степени метаморфизма углей с глубиной залегания пласта и по простиранию с северо-востока на юго-запад следует ожидать увеличения сорбционных свойств южно-якутских углей в этих направлениях.

МЕЛ-ПАЛЕОГЕНОВЫЙ ЭТАП УГЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Один из важных факторов, осложняющих добычу угля в Приморском крае — увеличение газоносности угольных пластов и интенсивного выделения горючих газов (главным образом метана и отчасти водорода) в горные выработки при переходе на более глубокие горизонты.

По-видимому, для Партизанского бассейна основные факторы, определяющие общие закономерности распределения природных газов, следующие.

1. Активная магматическая деятельность, сопровождающаяся локальным термальным метаморфизмом угленосных отложений, уменьшающимся в направлении на северо-восток. Геологические данные показывают, что в юго-западной части расположен крупный Пиданский массив гранитоидов, образовавшийся в период, последовавший за окончанием процессов осадконакопления и складкообразования.

2. Значительное возрастание экранирующего эффекта покровных эффузивов к северо-востоку. Видимо, этим можно объяснить большую газоносность менее метаморфизованных углей. Все это создало обстановку, благоприятную для сохранения образовавшегося метана в боль-

шей степени, чем в более метаморфизованных углях на юго-западе бассейна, залегающих в благоприятных для дегазации условиях.

В Угловском бассейне на общем фоне некоторого снижения газоносности с юго-запада (7—8 м³/т на глубине 400 м) на северо-восток (5—6 м³/т на той же глубине) наличие аномалии в центре бассейна порядка 10—11 м³/т объясняется главным образом благоприятными условиями для миграции природных газов в горные выработки по разломам и тектоническим нарушениям из нижележащих отложений, подстилающих угленосную толщу. Наблюдается определенная связь остаточной газоносности со степенью метаморфизма, определенной по выходу летучих (табл. 78).

Таблица 78

Зависимость остаточной газоносности от степени метаморфизма по выходу летучих веществ

Выход летучих веществ, %	Остаточная газоносность, м ³ /т горючей массы	Выход летучих веществ, %	Остаточная газоносность, м ³ /т горючей массы
40—50	0,7	15—20	1,2
30—40	0,8	10—15	1,3
25—30	0,9	5—10	1,4
20—25	1,0	0—5	1,6

Было установлено, что до 80% общего количества газа, выделяющегося из вышерасположенных (до 60 м от разрабатываемого угольного пласта) пластов-спутников, поступает в выработки в течение 5—7 сут после прохода лавы, а из нижерасположенных — в течение 30 сут. Анализ динамики газовыделения из пластов-спутников показывает, что необходимые работы по подготовке дегазации этих пластов необходимо заканчивать до подхода створа очистных забоев на расстояние не менее 15—20 м, т. е. до начала активного выделения метана из пластов-спутников.

Наблюдениями за изменением давления метана в угольном массиве на различных расстояниях от стенки выработки установлено, что основное газовыделение происходит в течение первых 10—20 сут и практически прекращается через 2—3 месяца в Партизанском бассейне и через 30—40 сут — в Угловском. Газовыделение из разрабатываемого угольного пласта в призабойное пространство лав незначительно — до 11—16% от общего газовыделения в горные выработки. Таким образом, можно сделать следующие общие выводы о газоносности угольных месторождений и газообильности горных выработок Партизанского и Угловского бассейнов.

1. Наблюдается закономерное изменение газоносности угольных пластов бассейнов. В Партизанском оно возрастает в направлении с юго-запада на северо-восток, на глубине 500 м на полях шахт: Глубокая 3—5 м³/т; Центральная 8—10 м³/т; Нагорная 11—12 м³/т. В Угловском при общем закономерном снижении газоносности с юго-запада на северо-восток наблюдается ее возрастание в центре бассейна. Газоносности в этом направлении на глубине 400 м 7—8 м³/т, 10—11 м³/т, 5—6 м³/т. Изменение газоносности угольных пластов обоих бассейнов с глубиной характеризуется нелинейными зависимостями с параметрами нарастания, отличными для отдельных районов. Так, газоносность пластов порядка 5 м³/т имеет место на глубинах: в Партизанском бассейне — 500 м (юго-запад); 300 м (центр); 175 м (северо-восток); в Угловском бассейне — 230 м (юго-запад); 180 м (центр); 350 м (северо-восток).

2. В Партизанском бассейне изменение газоносности обусловлено активным воздействием на угленосную толщу мощных магматических тел, затухающим к северо-востоку, и различием условий миграции газов. Так, на северо-востоке широко распространены покровные интрузии, экранирующие угольные пласты. Этим объясняется большая газоносность той части бассейна, где угли менее метаморфизованы. Аномалию газоносности в центре Угловского бассейна, по-видимому, можно объяснить более благоприятными условиями миграции газов (особенно водорода) по глубинным разломам из подстилающих угленосную толщу отложений. Полученные геологические данные вскрывают причины проявления газодинамических явлений (типа выбросов угля и газа в Партизанском бассейне, суфляров в полевых выработках Угловского бассейна).

3. Удельный вес основных источников газообильности в газовом балансе участков обоих бассейнов примерно одинаков: доля смежных пластов в Партизанском бассейне 57%, в Угловском 52—60%; разрабатываемого пласта с выделением газа в подготовительные выработки — соответственно 27% и 29—37%, в рабочие пространства лав 16% и 11%.

4. Газовыделение из надрабатываемых пластов, определяемое разностью между природной и остаточной их газоносностью, как и в других бассейнах, существенно зависит от мощности пород междупластия, а из подрабатываемых пластов — еще и от мощности разрабатываемого пласта. Различие в газовыделении из под- и надрабатываемых пластов тем меньше, чем больше угол их залегания.

5. Основной объем (более 80%) газовыделений в подготовительные выработки происходит из неподвижных угольных стенок. При этом интенсивность выделения метана изменяется во времени по степенной зависимости и возрастает пропорционально квадрату разности между природной и остаточной газоносностью пласта. Условная зона дренирования угольного массива под влиянием подготовительных выработок увеличивается прямо пропорционально с ростом газоносности пластов. Мощность зоны дренирования ниже значений, рекомендуемых действующими нормативными документами. В условиях Партизанского и Угловского бассейнов при характерной для действующих горизонтов газоносности пластов 10—12 м³/т она достигает 11—14 м для бурых углей и 8—10 м — для каменных.

6. Газовыделение из разрабатываемого пласта в призабойное пространство лав по результатам исследований газового баланса выемочных участков незначительно, что обусловлено большим объемом подготовительных и нарезных работ в соответственно малой длине лав.

Газообильность шахт о. Сахалин на 1969—1970 гг. приведена в табл. 79.

С целью выяснения качественного состава газа, содержащегося в угленосных отложениях отдельных угольных месторождений о. Сахалин, в 1970 г. партией МГРИ было проведено опробование горных выработок ряда месторождений острова. Опробование производилось на шахтах: Мгачинская, 6, 10/13, 4. Результаты анализов газа, извлеченного при дроблении проб в вибротельнице, приведены в табл. 80.

Среди углеводородных газов, извлеченных из угля (пласт VI шахты Мгачинской, на приборе УХ-2 установлены предельные и непредельные углеводороды (в %): C₂H₆—0,00659; C₂H₄—0,00042; C₃H₈—0,00073; C₃H₆—0,0019; C₄H₁₀—0,00087; C₄H₈—Следы; C₅H₁₂—0,00023; C₅H₁₀—Следы; C₆H₁₄—0,000062. В некоторых шахтах о. Сахалин верхняя граница метановых газов залегает ниже горизонта 100 м (шахта 4). Проведенные работы по определению качественного и количественного состава газов угленосной толщи о. Сахалин с учетом геологических условий

Таблица 79

Газообильность шахт о. Сахалин

Шахта	Глубина отработки, м	Марка угля	CH ₄ м ³ /т с. д.	CO ₂	Суфляры
1/2	250	Г6	116,9	30,0	Есть
6	170	Г6	26,2	12,0	"
15	190	Г6	17,3	7,6	"
16/17	80	Г6	27,1	13,7	Нет
Мгачинская	205	Г6	26,0	20,0	"
Арково	145	Д	12,5	5,8	"
Южно-Сахалинская	90	Д	9,1	4,1	"
Долинская	III горизонт	Д	9,8	10,4	"
4/6	194	Б3	24,2	6,5	"
7	40	Б3	2,2	3,5	"
Лермонтовское шахтоуправление	III горизонт	Б3	8,9	5,0	"
4 Горнозаводская	107	Б3	20,4	10,4	"
Шебунино	56	Б3	5,5	5,7	"

Таблица 80

Состав природного газа угольных месторождений и отдельных газопроявлений о. Сахалин

Место отбора	Наименование пробы	Содержание компонентов							
		см ³ /кг				%			
		CO ₂	H ₂	CH ₄	N ₂	CO ₂	H ₂	CH ₄	N ₂
Шахтерск гор. 100, пл. VIII	Уголь	5,1	Следы	59,6	135,0	2,6	Следы	29,8	67,6
	гор. 140, пл. VIII	2,4	2,4	45,5	56,4	2,2	2,2	42,6	53,0
Горизонт 100, штр. 1022, пл. X	"	0,7	Следы	18,9	159,5	0,4	Следы	10,6	89,0
	Горнозаводск, гор. 86, пл. I, лава 1201	8,7	1,1	6,1	52,3	12,8	1,6	8,9	76,7
гор. 86, пл. II	"	0,8	3,0	7,5	12,4	3,4	12,7	31,6	52,3
	пл. XX	2,8	Следы	41,7	72,3	2,4	Следы	35,7	61,9
То же	Алевролит	2,2	"	0,5	14,9	15,1	"	3,4	81,5
"	То же	8,7	"	8,7	145,2	5,4	"	5,4	89,2

позволяют сделать следующие выводы. 1. Шахты о. Сахалин имеют высокую газообильность при небольшой глубине отработки. 2. Высокой газообильностью характеризуются шахты обрабатываемые как каменные, так и бурые угли. 3. В составе природных газов, содержащихся в угольных пластах, имеются метан, водород, углекислый газ, тяжелые углеводороды и азот. 4. Непрерывный ряд тяжелых углеводородов, содержащихся в природных газах угольных пластов, сходство химического состава природного газа, содержащегося в угленосной толще, с составом грязевых вулканов о. Сахалин, а также благоприятные геологические условия (глубинные разломы, сейсмоактивность) позволяют предполагать наличие подтока метановых газов в угленосные толщи угольных месторождений из районов скопления нефти и газа.

Северо-Восток СССР. Определение сорбционной метанемкости углей зоны многолетней мерзлоты Аркагалинского месторожде-

ния проводилось объемным методом при давлении 1 кгс/см² и температуре 25° С. Для отдельных проб метаноемкость углей определялась при двух температурах: 25 и 0° С. С помощью полурасчетного метода получены данные о сорбционной способности углей при давлении 60 кгс/см². Сорбционная метаноемкость углей очень сильно зависит от их петрографического состава (табл. 81).

Таблица 81

Зависимость сорбционной метаноемкости углей Верхне-Аркагалинского месторождения от петрографического состава

Место и глубина отбора проб, м	V ^Г , %	Содержание микрокомпонентов, %			Сорбция метана при P=1 кгс/см ² и t=25° С, см ³ /г	
		витринит	фюзинит	лейптинит	за первые 5 мин	равновесная
Скв. 669, 140	33,80	23	77	—	2,5	3,4
Скв. 669, 140	33,80	23	77	—	2,6	3,4
Скв. 682, 141	37,46	98	1	1	1,0	1,8
Скв. 682, 141	37,46	96	3	1	1,0	2,0

Учитывая, что основное количество метана сорбировано углями до наступления многолетней мерзлоты, изучена десорбция метана из угля при температурах —2 и +25° С и давлении 1 кгс/см². Полученные результаты показали, что скорость десорбции газа из угля при температуре —2° С снижается на 20—25%. Учитывая это, можно предполагать, что количество выделяющегося газа и скорость газоотдачи в действительности будут меньше полученных значений на 20—25%. Проведенные исследования позволили прийти к выводу, что сорбционная метаноемкость углей Верхне-Аркагалинского месторождения в интервале глубин 35—141 м при 1 кгс/см² и 25° С изменяется от 1,8 до 2,6 см³/г, при 60 кгс/см² от 4,4 до 6,5 см³/г. На одной и той же стадии метаморфизма сорбционная способность по метану определяется петрографическим составом угля и степенью окисления. Результаты изучения сорбционной способности по метану углей Нижне-Аркагалинского месторождения приведены в табл. 82.

Таблица 82

Сорбционная метаноемкость углей Нижне-Аркагалинского месторождения (шх. 10 Кадыкчанской)

Пласт и глубина отбора проб, м	Основные показатели качества, %		Содержание микрокомпонентов, %		Сорбция метана при P=1 кгс/см ² и t=25° С, см ³ /г	
	W ^a	V ^Г	витринит, семивитринит	фюзинит	за первые 5 мин	равновесная
Первый, 10	6,89	49,6	82	15	0,2	0,9
"	6,89	49,6	85	12	0,2	0,8
Первый, 37	9,99	47,5	79	19	0,1	0,7
"	9,99	47,5	81	17	0,1	0,7
Первый, 39	8,59	47,7	78	19	0,1	0,8
"	8,59	47,7	78	19	0,1	0,8
Второй, 65	3,50	30,3	49	49	0,7	1,9
Третий, 27	1,52	42,1	64	32	0,6	1,4
"	1,52	42,1	66	30	0,6	1,3

Пониженная сорбционная метаноемкость исследованных углей Нижне-Аркагалинского месторождения объясняется тем, что поверхность углей с большей степенью окисления (в данном случае пласта Первого) гидрофилизуется, и в результате угли легко сорбируют воду, а сорбционная способность по метану значительно уменьшается. Пласты Первый, Второй и Третий в верхней зоне многолетней мерзлоты (до глубины 65 м) подверглись значительному химическому и физическому выветриванию. В связи с этим сорбционная метаноемкость их при 1 кгс/см² и 25° С на одной стадии метаморфизма характеризуется очень низкими значениями—0,7—1,39 см³/г. Низкая сорбционная метаноемкость и низкая скорость газоотдачи дают основание предполагать, что выделения метана в горные выработки шахты 10 Кадыкчанской в зоне интенсивного окисления многолетнемерзлых пород (до 65 м) будут незначительны.

Подводя общий итог, можно констатировать, что сорбционная метаноемкость аркагалинских углей зоны многолетней мерзлоты при 1 кгс/см² и 25° С изменяется от 0,7 до 2,6 см³/г, при 60 кгс/см² от 4,4 до 6,5 см³/г. Влияние вещественного состава углей зоны многолетней мерзлоты на их сорбционные свойства по метану в пределах одной и близких стадий метаморфизма определяется в основном двумя факторами: 1) степенью окисления угля, 2) петрографическим составом угля. Проведенные исследования показали, что степень окисления угля на Верхне-Аркагалинском месторождении (участок Южный Тал-Юрях) значительно меньше чем на Нижне-Аркагалинском месторождении (шахта 10 Кадыкчанская). Поэтому и сорбционная метаноемкость окисленных углей Южного Тал-Юряха изменяется от 1,8 до 2,0 см³/г, а сильно окисленных углей поля шахты 10 Кадыкчанской 0,7—1,4 см³/г.

В условиях отрицательных температур и периодически изменяющегося обводнения угольного вещества в результате повторяющихся процессов промерзания и оттаивания (при изменении климата) угольные пласты подвергались активному химическому и физическому выветриванию, особенно в верхней части зоны многолетней мерзлоты. Повышенная обводненность в периоды потепления способствовала окислению углей и процессу выноса метана из угля. В результате сорбционная метаноемкость углей уменьшалась, а при глубоком окислении угольного вещества практически исчезла. Угли Аркагалинского месторождения характеризуются сложным петрографическим составом, особенно на участке Южный Тал-Юрях. Наряду с компонентами группы витринита значительная доля (27—35%) в сложении угольных пластов принадлежит структурным компонентам группы фюзинита. Повышенное их содержание увеличивает сорбционную метаноемкость углей.

Характерная особенность газовой зональности в пределах Аркагалинского месторождения — то, что несмотря на отсутствие горизонтов полной деметанизации угольных пластов, в целом для месторождения не наблюдается заметного увеличения метаноносности угольных пластов в пределах участка Знатного и поля шахты 7. Это говорит о равномерном распределении природных газов по разрезу угленосной толщи и о глубокой дегазации угольных пластов. Для Аркагалинского месторождения мощность зоны газового выветривания угольных пластов непостоянна и изменяется в широких пределах. Наибольшая мощность газового выветривания отмечена в пределах участков Знатного и поля шахты 7—200—250 м. Наименьшая мощность зоны газового выветривания отмечена на поле шахты Кедровской 6/7, где она достигает 75—95 м (табл. 83).

Большой разброс результатов опробования, полученных при изучении газоносности угольных пластов в интервалах одних и тех же глу-

Таблица 83

Зоны газового выветривания Аркагалинского месторождения

Участки и шахтные поля	Мощность зоны газового выветривания угольных пластов (по вертикали от дневной поверхности), м	Абсолютные отметки поверхности зоны метановых газов, м
Тал-Юрях	150—170	720—700
Знатный		
северная часть	200—250	600—500
южная часть	150—200	650—600
шх. Кадькчанская 10	100—150	750—700
шх. Кедровская 7	150—200	650—550
шх. Кедровская 6/7	Менее 100	785—765

бин, определяется в основном различным петрографическим составом. В ряде случаев отмечаются пониженные значения метаноносности вблизи разрывных нарушений. Это свидетельствует о том, что, возможно, и в зоне многолетней мерзлоты разрывные нарушения могут оказывать дегазирующее влияние на угольные пласты.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

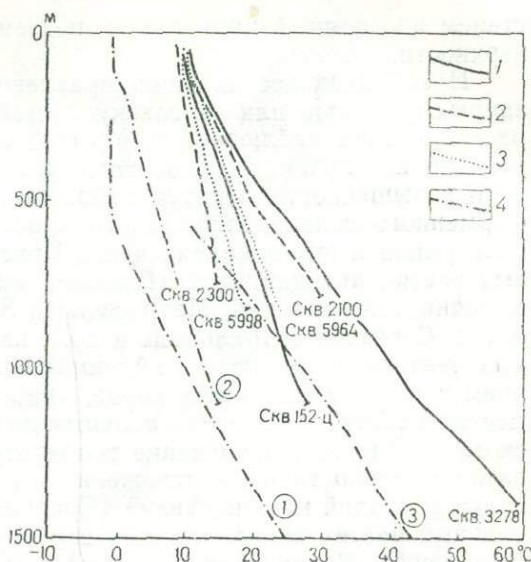
Начало геотермическим исследованиям на угольных месторождениях нашей страны было положено в Донецком бассейне. В 1907 г. в Ново-Смоляниновской шахте А. А. Скочинский произвел первые измерения температуры горных пород. Дальнейшее развитие отечественной геотермии угольных месторождений относится в основном к послевоенному периоду, когда в бассейнах в широких масштабах начали производиться поисковые и разведочные работы, сопровождаемые бурением глубоких скважин, а проблема освоения глубоких горизонтов для некоторых из них (прежде всего для Донбасса) из далекой перспективы превратилась в реально назревшую необходимость. Неодинаковая разведанность месторождений, разные способы и степень отработки шахтных полей на глубину предопределили сложившуюся к настоящему времени неравномерную изученность их геотермических условий. Вследствие этого различны полнота и точность приводимой ниже краткой характеристики теплового состояния недр отдельных бассейнов и месторождений.

Наиболее детально изучен геотермический режим *Донецкого бассейна*. По геотермическим измерениям, проведенным в забоях 27 шахт и в более чем трех тысячах разведочных скважин, установлено, что геотемпературное поле осадочных образований карбона отличается своей относительно высокой напряженностью и значительной неоднородностью по вертикали и площади (Красковский, 1941; Кашпур, 1955, 1957, 1970; Кашпур, Захарьин, 1958; Орда, 1969; Дубинский, 1955; Буцик, Демина, 1967; Вереда, Юрченко, Суровцев, 1967). Многочисленные термограммы, отражающие изменение температуры с глубиной, в своем подавляющем большинстве представлены кривыми, слабоогнутыми к оси глубин. Лишь в области развития углей высоких стадий метаморфизма отмечается относительное увеличение числа термограмм, по форме близких к прямолинейным (рис. 37).

При неуклонном повышении температуры с глубиной в пределах исследованного интервала глубин (до 2000 м) установлены две основные геотермические зоны. Верхняя зона характеризуется относительно медленным повышением температуры с глубиной, определяющимся предельными величинами геотермического градиента 1,6 и 1,8° С/100 м. Максимальное распространение этой зоны пониженных температур ограничивается глубиной 600 м. В нижней геотермической зоне нарастание температуры с глубиной происходит более интенсивно при средних геотермических градиентах 2,1—2,8° С/100 м. До глубин 500, 1000 и 1500 м абсолютное приращение температур в среднем соответственно 10, 25 и 41° С, а их максимальные величины на указанных глубинах достигают 30, 57 и 72,4° С. О неравномерности распределения геотермических условий на площади бассейна свидетельствует существенное изменение величины геотермического градиента: от 0,9 до 4,3° С/100 м. Диа-

Рис. 37. Геотермограммы некоторых угольных бассейнов СССР:

1 — Донецкого; 2 — Кузнецкого; 3 — Карагандинского; 4 — Ленского (цифры в кружках):
1 — Вилюйская скв. 1Р, 2 — Амгунская скв. 1Р, 3 — Усть-Вилюйская скв. 6Р



пазон температур возрастает от $17,1^{\circ}\text{C}$ на глубине 500 м до $30,7$ и $43,6^{\circ}\text{C}$ соответственно на глубинах 1000 и 1500 м.

В складчатой центральной части бассейна наблюдается общее ослабление напряженности геотемпературного поля с запада на восток однонаправленно с увеличением мощности угленосных отложений и повышением степени их катагенеза. Эта закономерность несколько нарушается относительно небольшим повышением температуры в самых восточных районах Донбасса. На глубине 1000 м, например, средние значения температуры горных пород: $37,9^{\circ}\text{C}$ в Западном Донбассе, $35,6^{\circ}\text{C}$ в юго-западной части бассейна, $31,6^{\circ}\text{C}$ в его средней части и $33,2^{\circ}\text{C}$ в Восточном Донбассе. В указанном направлении средние величины геотермического градиента уменьшаются с $3,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ до $2,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Значительно ниже по сравнению со складчатым Донбассом средние величины геотермического градиента на его моноклиналином северном борту, располагающемся на платформенном склоне Воронежского кристаллического массива. Склон Украинского щита, на котором располагаются верхневизейские угольные месторождения Западного Донбасса, в пределах площади распространения угленосной формации имеет аномально самые высокие температуры на площади всего складчатого Донбасса и особенно остальной главной части щита, где геотермический градиент обычно не превышает $1^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

На фоне отмеченных региональных особенностей геотемпературного поля в бассейне проявляются многие локальные геотермические аномалии разных знаков, относительная величина которых на глубине 1000 м в среднем $4\text{--}6^{\circ}\text{C}$ в отдельных случаях 10°C . Дифференциация геотермических условий по площади на глубоких горизонтах бассейна обуславливается воздействием многих геологических факторов. К числу главнейших из них относятся: неравномерное распределение разной интенсивности глубинных очагов тепла, различные условия теплопроводности в зависимости от литологических особенностей, а также физических свойств и условий залегания угленосных отложений карбона и подстилающих пород девона и докембрия, тепловыделение в областях проявления современных тектонических движений и привнос тепла глубинными газами. На верхних горизонтах угленосных отложений глубинный тепловой поток перераспределяется главным образом под воздей-

ствием нисходящей циркуляции подземных вод и рельефа земной поверхности.

Преобладающее и однонаправленное воздействие отдельных указанных факторов или их совокупностей обуславливает закономерности распределения наблюдаемых в плане неоднородностей геотермических условий на глубоких горизонтах. Увеличение геотермического градиента и повышение температур наблюдается в некоторых районах платформенного склона Украинского кристаллического щита (Павлоградский район и юго-западная часть Красноармейского района), в сводовых частях антиклиналей (Главная антиклиналь, Кременской, Томашевский, Лисичанский, Матросский и Зуевский купола, Анненское поднятие, Северная антиклиналь и др.), на участках проявления современных тектонических движений, повышенной угленосности с преобладанием в разрезе глинистых пород, приподнятых блоков фундамента и в местах развития девонских соляных диапиров. Уменьшение геотермического градиента и понижение температур наблюдаются в области развития каменноугольных отложений высоких стадий катагенеза и начальных стадий метаморфизма (Средний и Восточный Донбасс), в центральных частях синклинальных структур (Чистяковская, Макеевско-Ряснянская, Волчанская, Боково-Хрустальская, Должанская, Быстрианская, Белокалитвенская, Сулино-Садкинская и другие синклинали), на малоугленосных и безугольных площадях и на участках опущенных блоков кристаллического основания. По однородности геотермических условий на глубине 1000 м в бассейне выделяются три основных геотермических района: повышенных (более 35°C), умеренных ($35\text{--}30^{\circ}\text{C}$) и пониженных (менее 30°C) температур (рис. 38).

Весьма сложный характер термопроявлений наблюдается в угленосных отложениях *Кузнецкого бассейна* (Пах, 1968; Добронравов, 1969) об этом свидетельствуют геотермические измерения в более чем 500 разведочных скважинах. Термограммы имеют вид прямолинейных графиков и вогнутых к оси глубин кривых, вогнутость термограмм (до глубины 300 м) объясняется влиянием на геотемпературное поле неустойчивого режима подземных вод. В пределах исследованных глубин отмечается также зависимость поинтервальных изменений величин геотермического градиента от угленосности разреза осадочного комплекса. В угленосной толще геотермический градиент, как правило, в 1,5—2 раза больше, чем в безугольной. Так, например, в безугольных горизонтах кузнецкой свиты градиенты температур находятся в пределах $1,7\text{--}2,7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а в угленосных отложениях усятской и кемеровской под-
свит $4,0\text{--}5,1^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

По площади бассейна геотермический градиент варьирует в пределах $1,7\text{--}5,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а абсолютные значения температур на глубине 1000 м изменяются от 19 до 44°C . Несмотря на контрастность геотермических условий, в их распределении по площади выявлены некоторые закономерности, обусловленные влиянием ряда геологических факторов. Характерная особенность геотермического режима бассейна — ослабление его напряженности в северо-западном направлении с довольно четко выраженной геотермической зональностью (рис. 39).

Наиболее высокая напряженность геотемпературного поля угленосных отложений характеризуется геотермическими градиентами $2,5\text{--}5,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (средний $3,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) и температурами на глубине 1000 м $35,4\text{--}44,0^{\circ}\text{C}$, наблюдается в юго-восточной части бассейна (Терсинский, частично Ерунаковский и Томь-Усинский районы). Наименьшими величинами геотермического градиента (от $1,8$ до $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, средняя $2,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) и наиболее низкими температурами на глубине 1000 м ($19,0\text{--}29,7^{\circ}\text{C}$) отличаются северо-западная и юго-западная части бас-

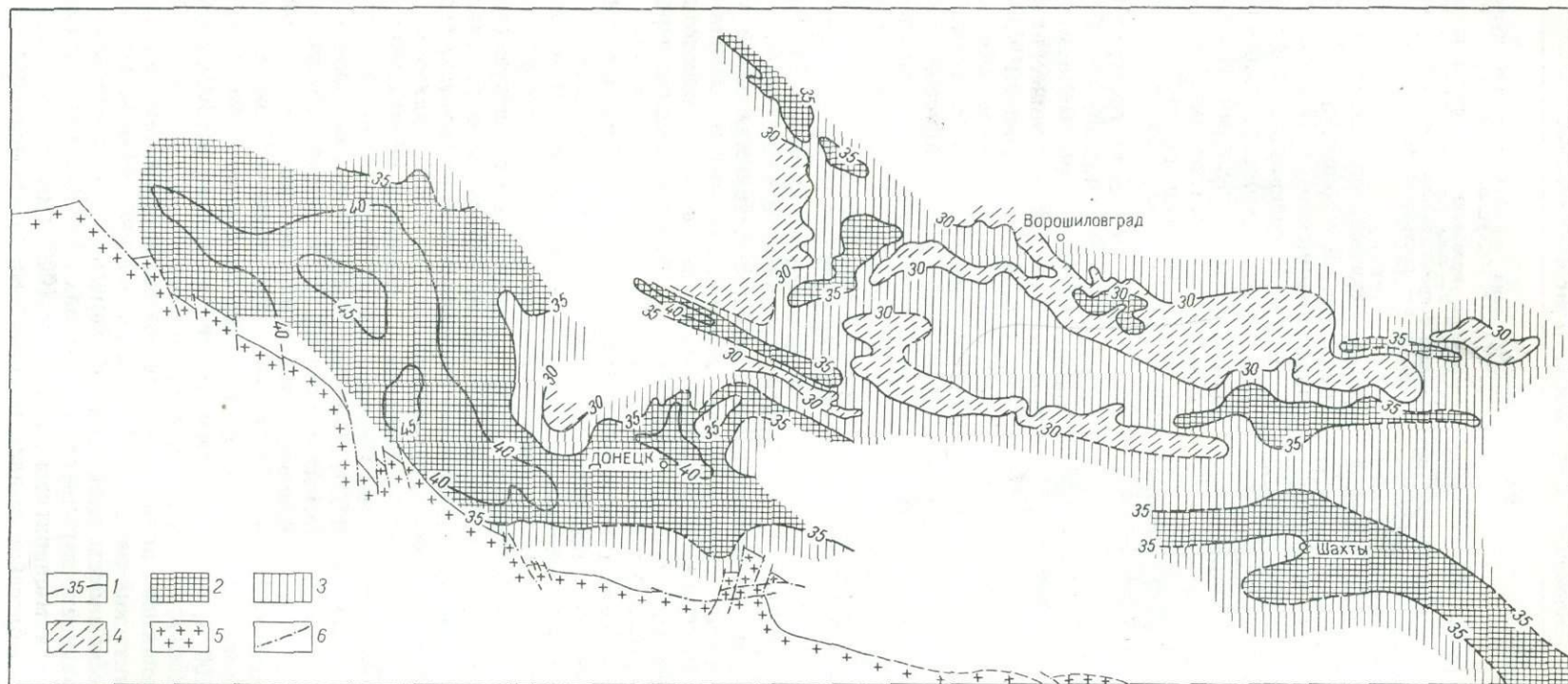


Рис. 38. Геотермическая схема Донецкого бассейна:

1 — геозотермы на глубине 1000 м (в °С); 2 — район повышенных температур (>35°С); 3 — район умеренных температур (30—35°С); 4 — район пониженных температур (<30°С); 5 — кристаллические породы; 6 — тектонические нарушения в кристаллическом фундаменте

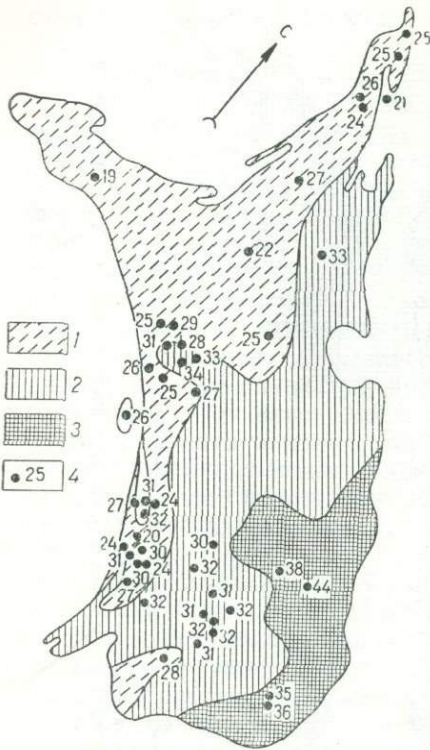


Рис. 39. Схема геотермических зон Кузбасса (по Э. М. Паху, 1968 г.):

1 — зона с преобладанием пониженных температур ($<30^{\circ}\text{C}$); 2 — зона средних температур ($30\text{--}35^{\circ}\text{C}$); 3 — зона с преобладанием повышенных температур ($>35^{\circ}\text{C}$); 4 — температура на глубине 1000 м (в $^{\circ}\text{C}$)

сейна, охватывающие территории Анжерского, Кемеровского, Плотниковского, Ленинского, Беловского и Прокопьевско-Киселевского районов. Промежуточное положение занимают районы с геотермическими градиентами $2,7\text{--}3,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (средний $3,0^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) и температурами на глубине 1000 м $30\text{--}35^{\circ}\text{C}$.

Общее усиление геотермического режима в юго-западной части бассейна объясняется проявлением относительно молодых тектонических движений и более интенсивным прогревом осадочных пород в этом районе вследствие подъема магматических тел и внедрения их в докайнозойское время в угленосную толщу. В этой части бассейна геотермические условия недр во многом определяются также влиянием весьма расчлененного рельефа. Здесь, как и в других бассейнах, на верхних

горизонтах геоизотермы в несколько сглаженном виде повторяют морфологические особенности земной поверхности, занимая более высокое гипсометрическое положение под возвышенностями и опускаясь под впадинами. На Ольжерасском месторождении Томь-Усинского района, например, при разности высотных отметок 400 м разница температур на горизонте $\pm 0\text{ м}$ — $12,4^{\circ}\text{C}$.

На фоне общей геотермической зональности в бассейне наблюдается приуроченность положительных геотермических аномалий к антиклиналям, ограничивающим их зонам разрывов (надвигов) и соответственное ослабление напряженности геотемпературного поля в синклинальных структурах. На отдельных месторождениях и структурах разных геотермических зон бассейна установлена прямая зависимость метаморфизма углей и газоносности от степени напряженности геотемпературного поля угленосных отложений.

Разнообразными геотермическими условиями обладают угольные месторождения Казахстана (Жеваго, 1963; Ахмедсафин, Шапиро, Садыков, 1967; Голицын, 1969). Наиболее высокая напряженность геотемпературного поля угленосных отложений установлена в Экибастузском бассейне и на Белогорском месторождении, где средние геотермические градиенты соответственно $2,7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и $4,0^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В интервале залегания основного угольного горизонта Экибастузского бассейна мощностью до 200 м, геотермический градиент в оси мульды достигает $4,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

По имеющимся данным геотермических измерений менее напряженный геотермический режим наблюдается в Карагандинском бассейне и на Завьяловском месторождении. В Карагандинском бассейне геотермический градиент варьирует в пределах $1,0\text{--}2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (средний $1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$), а температуры на глубине 1000 м обычно колеблются от 20 до 34°C . В бассейне выявлены некоторые закономерности геотерми-

ческих условий в зависимости от особенностей залегания и степени метаморфизма угленосных отложений.

Установлено, что по отношению к синклинальным структурам области антиклинальных поднятий обладают более высокой напряженностью геотемпературного поля. Так, в пределах Алабасского поднятия значения геотермического градиента $2,0—2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, и температуры на глубине 1000 м колеблются в пределах $30—35^{\circ}\text{C}$, а в Карагандинской и Тентекской синклиналях эти величины снижаются соответственно до $1,0—1,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и 20°C . Наблюдается также резкое изменение геотермического режима в зонах крупных разрывных нарушений. В последнее время в бассейне установлена приуроченность распространения углей высоких стадий метаморфизма к зонам более напряженного геотемпературного поля.

Геотермические условия Завьяловского месторождения определяются средним геотермическим градиентом $1,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Температура осадочных пород на глубине 1000 м достигает 22°C .

Среди угольных месторождений Закавказья наиболее детально изучены геотермические условия *Ткибули-Шаорского месторождения*, отличающиеся неравномерностью распределения по площади вследствие влияния на напряженность геотемпературного поля сильно расчлененного рельефа земной поверхности, различных теплофизических свойств литологических разностей пород юрского осадочного комплекса и довольно сложных условий залегания угленосных отложений (Сарычев, 1966; Дзидзигури, Ониани, Лацабидзе, 1967). Тепловое состояние недр Ткибульского участка характеризуется геотермическими градиентами $1,8—2,0^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и температурами, не превышающими на глубине 1000 м $23—26^{\circ}\text{C}$. В границах Шаорского участка геотермический градиент возрастает до $2,7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Температура на глубине 1000 м достигает $38—41^{\circ}\text{C}$, а на максимальной глубине залегания продуктивной толщи 49°C .

Геотермическими измерениями в Минусинском бассейне также установлено неравномерное распределение температур по глубине и площади (Гавлина, 1963, 1967). Поинтервальные величины геотермического градиента возрастают с глубиной в среднем от $1,4$ до $2,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В пределах Южно-Минусинской впадины, где расположены наиболее крупные Черногорское и Изыхское месторождения, отмечается общее снижение напряженности геотемпературного поля от центральной части к периферии, характеризующееся соответственным уменьшением геотермического градиента от $2,9$ до $1,1—1,7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Такое изменение геотермических условий по площади обусловлено в основном изменением теплофизических свойств в направлении от менее плотных осадочных образований центра впадины, обладающих повышенным тепловым сопротивлением к более плотным породам с низким тепловым сопротивлением периферийных частей. Кроме того, недра окраин впадины больше охлаждаются вследствие активной инфильтрации поверхностных вод на глубину. На всей площади бассейна температура горных пород на глубине 1000 м колеблется в пределах $22—35^{\circ}\text{C}$.

В *Канско-Ачинском бассейне* в пределах глубин, намечаемых к освоению открытыми работами, геотермические условия обычные для средней полосы. О геотермическом режиме глубоких горизонтов фундамента можно судить по материалам Рыбинской и Тайшетской опорных скважин. По данным измерений в Рыбинской скважине геотермический градиент возрастает с $1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ в интервале глубин $100—500\text{ м}$ до $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ в интервале глубин $800—1000\text{ м}$. Температура на глубине 1000 м $28,4^{\circ}\text{C}$. В районе Тайшета возрастание температуры с глубиной

определяется геотермическим градиентом $2,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, абсолютное значение ее на глубине 1000 м 33°C .

На угольных месторождениях о. Сахалин в интервале исследованных глубин до 800 м геотермический градиент варьирует в пределах $2,2\text{—}3,0^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а вычисленные по ним температуры на глубине 1000 м — $34\text{—}37^{\circ}\text{C}$ (Кратковский, 1957; Штейн, 1967). Геотермическими измерениями здесь обнаружены также отдельные геотермические аномалии. В частности, на Вахрушевском буроугольном месторождении, расположенном в бортовой части Поронайской депрессии, на глубине 250 м зафиксирована температура 16°C , а в Углегорско-Чеховской синклинальной зоне на глубине 500 м — 35°C . При бурении на Первомайском угольном месторождении (Южный Сахалин) на глубине $500\text{—}700\text{ м}$ вскрыты термальные воды с температурой 37°C . Такого рода аномальные термопроявления связываются с подъемом глубинных вод и прогревом ими вышележащих толщ пород.

Относительно низкой напряженностью геотермического режима выделяются месторождения Львовско-Волынского, Подмосковного бассейнов и угленосных районов Урала. По данным геотермических измерений в 122 скважинах в пределах *Львовско-Волынского бассейна* напряженность геотемпературного поля повышается с северо-востока на юго-запад. В этом направлении геотермический градиент возрастает с $1,1^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (Волынское месторождение) до $1,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (Тягловское месторождение). Температура осадочных пород на глубине 1000 м $18\text{—}24^{\circ}\text{C}$. В *Подмосковном бассейне* геотермический градиент $0,7\text{—}1,6^{\circ}\text{C}/100$. На максимальной глубине залегания продуктивных отложений (200 м) температура, как правило, не превышает 12°C .

Геотермический режим угольных месторождений Урала находится в соответствии с общим тепловым состоянием этой глубоко охлажденной зоны (Ковалев, 1967; Ежов, 1971). В частности, низкой напряженностью теплового поля нижнекаменноугольных отложений отличается *Кизеловский бассейн*. По данным температурных измерений в буровых скважинах и шахтах геотермический градиент варьирует в пределах $0,47\text{—}1,64^{\circ}\text{C}/100$. Вследствие активной циркуляции подземных вод температура пород угленосной толщи значительно понижена, до глубины 200 м до $4\text{—}6^{\circ}\text{C}$, а на глубинах 200 м и 1100 м соответственно— 4 и $11,5^{\circ}\text{C}$. В пределах западного крыла Главной Кизеловской антиклинали на глубине 1780 м замерена температура $22,5^{\circ}\text{C}$, что соответствует геотермическому градиенту $1,08^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В бассейне в целом диапазон температур на глубине 1000 м не превышает 6°C , а абсолютные значения их находятся в пределах $11\text{—}17^{\circ}\text{C}$. Аналогичные термические условия наблюдаются на *Егоршинском месторождении*, где геотермический градиент $1,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В интервале глубин $100\text{—}600\text{ м}$ температура возрастает с $5,5$ до $11,7^{\circ}\text{C}$, и по расчетам на глубине 1000 м не превышает $16,5^{\circ}\text{C}$. В *Челябинском буроугольном бассейне* предельные значения геотермического градиента $0,9\text{—}1,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, среднее $1,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а температура на глубине 1000 м достигает 20°C .

Своеобразны геотермические условия угольных бассейнов, расположенных в области распространения вечной мерзлоты. На большей части *Печорского бассейна* мощность многолетнемерзлых пород постепенно увеличивается от 15 м на юго-западе до 210 м на севере бассейна. Температура в зоне многолетнемерзлых пород обычно колеблется от 0 до -2°C (Резодубов, 1946; Габович, 1965 г.). Ниже изотермической поверхности 0°C температура с глубиной возрастает равномерно, ее распределение по вертикали близко к прямолинейному. В осадочном комплексе нижнепермских отложений бассейна геотермический режим заметно изменяется по площади. Здесь также установлено общее зако-

номерное ослабление напряженности геотемпературного поля соответственно увеличению мощности угленосных образований и повышению степени их катагенеза. Геотермический градиент последовательно уменьшается с юга на северо-восток от $3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ на Сейдинском месторождении до $1,7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ на Воркутском и $1,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ на Силовском месторождениях. В указанном направлении температура осадочных пород на глубине 1000 м понижается от 30 до 14°C . Следует отметить, что в пределах бассейна известны выходы термальных вод с температурой $40\text{—}45^{\circ}\text{C}$.

На угольных месторождениях Восточной Сибири мощность многолетнемерзлых пород возрастает от 20—30 м в районе Иркутского бассейна до 650 м в пределах Ленского бассейна. Температура мерзлых пород в северном направлении понижается от -4 до -12°C . Геотермические исследования в этих районах долгое время ограничивались изучением теплового режима зоны сезонного колебания температуры и криолитозоны, что определялось текущими задачами строительства. Что касается более глубоких горизонтов, то их геотермический режим выяснен крайне недостаточно, хотя здесь с 40-х годов текущего столетия уже во многих глубоких скважинах и проведены температурные измерения для определения геотермического градиента. Полученные данные позволяют дать лишь общую и весьма схематичную характеристику геотермических условий глубоких горизонтов значительных территорий отдельных геоструктурных районов, но их совсем недостаточно для освещения сложных внутрирегиональных изменений геотермического градиента и температуры.

Геотемпературное поле осадочного чехла Сибирской платформы, в пределах которой расположены многие угольные месторождения, неоднородно и степень его напряженности зависит прежде всего от структурно-тектонического положения ее отдельных участков, гидрогеологических условий мощности многолетнемерзлых пород. Так, среднее значение геотермического градиента для Вилюйской впадины, например, $2,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, в то время как в пределах равновзначной площади Иркутского амфитеатра его величина достигает всего $1,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Области питания артезианских систем, примером которых может быть прибортовая зона, проходящая вдоль северного склона Алданского щита, характеризуются пониженными геотермическими параметрами. Прогнозная оценка геотермического режима в подмерзлотном интервале глубин некоторых угольных бассейнов, расположенных на рассматриваемой территории, приводится по материалам региональных геотермических и гидрогеотермических карт (Череменский, 1959; Лысак, 1967; Макаренко, 1967; Макаренко, Покровский, 1963; Богомолов, 1967; Зеленкевич, 1963).

Относительно низкая напряженность геотемпературного поля наблюдается на верхних горизонтах осадочной толщи (до 350 м) *Иркутского бассейна*, о чем свидетельствуют выходы многочисленных источников с температурой воды летом $1,5\text{—}4,5^{\circ}\text{C}$ в северной части и $5\text{—}7^{\circ}\text{C}$ на юге района. Геотермические условия на более глубоких горизонтах характеризуются геотермическими градиентами $1,3\text{—}1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. На глубине 1000 м температура варьирует в пределах $15\text{—}25^{\circ}\text{C}$.

На большей части *Тунгусского бассейна* геотермический режим глубоких горизонтов определяется геотермическим градиентом $1,8\text{—}2,4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. По данным измерения в одной из скважин, расположенной в районе нижнего течения р. Нижней Тунгуски, геотермический градиент $1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и температура на глубине 1000 м $14,8^{\circ}\text{C}$. В Норильском угленосном районе на глубине 650 м зафиксирована температура 7°C , которая по расчетам при геотермическом градиенте $2,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ на глубине 1000 м не превысит 15°C .

Весьма неоднородны геотермические условия на больших глубинах в пределах обширной территории *Ленского бассейна*. В той его части, которая расположена в границах Вилюйской впадины, геотермический градиент достигает $2,5-3,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, температура на глубине 1000 м колеблется в пределах $12,2-33,5^{\circ}\text{C}$. В южной же части бассейна, приуроченной к северному склону Алданского щита, геотермический градиент уменьшается до $0,8-1,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, а температура на глубине 1000 м снижается до $7-10,5^{\circ}\text{C}$. Основные геотермические показатели по некоторым угольным бассейнам и месторождениям приведены в табл. 84.

Таблица 84

Геотермические показатели угольных бассейнов СССР

Бассейны, районы, месторождения	Максимальная глубина и температура		Температура на глубине 1000 м, $^{\circ}\text{C}$		Геотермический градиент в интервале глубин 100—1000 м, $^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$		
	глубина, м	температура, $^{\circ}\text{C}$	от	до	от	до	средний
Донецкий	2120	76,3	22,0	57,0	0,9	4,3	2,7
Кузнецкий	2900	64,3	19,0	44,0	1,7	5,4	2,9
Карагандинский	1400	29,0	20,0	35,0	1,0	2,5	1,8
Печорский	1170	18,0	14,0	30,0	1,4	3,0	2,1
Минусинский	2800	70,0	22,0	35,0	1,9	2,9	2,5
Кизеловский	1780	22,3	11,0	17,0	0,5	1,6	0,9
Челябинский	1000	20,0	14,0	20,0	0,9	1,6	1,3
Львовско-Волынский	1150	23,0	18,0	24,0	1,1	1,6	1,4
Подмосковный	1400	22,5	20,0	25,0	0,7	1,6	1,4
Ленский	3457	83,5	7,0	33,5	0,8	3,3	1,9
Закавказье							
Ткибули-Шаорское	1200	36,0	22,0	46,0	1,8	2,7	2,6
о. Сахалин							
Мгачинское	820	29,8	33,0	40,0	2,4	3,1	2,6
Урал							
Егоршинское	600	11,7	—	16,5	1,0	1,2	1,1
Казахстан							
Экибастузский	600	19,0	29,8	38,0	2,6	4,5	2,7
Завьяловское	1000	22,0	—	22,0	—	—	1,5
Белгородское	700	31,0	35,0	55,0	2,5	5,0	4,0

Из приведенных данных видно, что напряженность геотемпературного поля различных угольных бассейнов и месторождений зависит главным образом от региональных и местных геолого-структурных влияний на теплопроводность угленосных отложений, литологических условий и физических свойств горных пород, определяющих их тепловые свойства, геоморфологических и гидрогеологических (в том числе, мощности криолитозоны) условий, деформирующих глубинное тепловое поле, а также от плотности теплового потока. Степень влияния отдельных этих факторов в разных бассейнах и отдельных их частях различна, что и определяет общую напряженность их геотемпературного поля и основные закономерности региональных и аномальных изменений геотермических условий.

Выявленная зависимость геотермического режима от различных геологических явлений позволяет решать обратную задачу, применяя геотермические исследования в качестве дополнительного метода изучения геологических явлений. В частности, такой метод может быть использован в изучении гидрогеологического режима, особенно при поисках термальных вод, изучении внезапных выбросов угля и газа, газонос-

ности угольных месторождений и закономерностей метаморфизма углей, а также для освещения других проблемных вопросов глубинной геологии бассейнов.

Геотермические показатели вместе с теплофизическими параметрами угленосных отложений составляют одну из основных групп исходных данных для расчета теплового режима глубоких шахт. Из теплофизических характеристик пород для тепловых расчетов рудничной вентиляции наибольшее значение имеют величины коэффициента теплопроводности. К настоящему времени проведены только некоторые исследования теплофизических свойств пород, слагающих угленосные отложения карбона Донбасса, юрского осадочного комплекса Ткибули-Шаорского и Ткварчельского месторождений и неогена о. Сахалин (табл. 85).

Таблица 85

Теплопроводность пород угольных бассейнов

Бассейны, районы, месторождения	Возраст отложений	Горные породы	Теплопроводность, ккал/(ч·м·°С)		
			параллельно наслению	перпендикулярно наслению	средняя
Донецкий	С	Песчаник	2,56	1,84	2,20
		Алевролит	1,87	1,18	1,65
		Аргиллит	1,66	0,98	1,27
		Уголь	0,33	0,18	0,24
Ткибули-Шаорское	J	Известняк	0,95	0,83	0,89
		Песчаник	2,78	1,66	2,11
		Аргиллит	2,09	1,24	1,66
		Глина	0,74	0,74	0,74
		Уголь	0,48	0,21	0,28
Ткварчельское	J	Песчаник	—	—	2,34
		Алевролит	—	—	2,35
		Аргиллит	—	—	2,24
о. Сахалин	Pg	Песчаник	—	—	2,15
		Алевролит	—	—	1,34
		Глина	—	—	1,13

Приведенные в табл. 85 величины характеризуют лишь тепловую анизотропию и зависимость теплопроводности от литологических особенностей угленосных отложений. Как показали исследования в Донбассе, теплопроводность пород, кроме того, в разной степени повышается параллельно возрастанию плотности, с увеличением катагенеза пород, а также с повышением влажности горных пород и увеличением углов их падения.

В сочетании с результатами исследований процессов теплообмена, происходящих в горных выработках угольных шахт, а также исследований оптимальных условий комфортности рудничной атмосферы геотермические данные могут быть использованы для прогнозирования глубин, ниже которых при разработке угольных пластов потребуется искусственное охлаждение рудничного воздуха. Специальными исследованиями установлено, что при скорости движения вентиляционной струи с естественной влажностью 80% не менее 2 м/с предельно допустима температура рудничного воздуха в конце лавы 25°С при разности температур между стенками выработок и воздуха 10°С (Щербань, Кремнев, 1959).

Предельная глубина, ниже которой для создания нормальных тепловых условий в очистных выработках необходимо применение искусственного охлаждения вентиляционной струи, может быть ориентирована глубиной залегания геозотермической поверхности $+35^{\circ}\text{C}$. Различная напряженность геотемпературного поля угольных месторождений определяет значительный диапазон глубин залегания геозотермической поверхности $+35^{\circ}\text{C}$. Наиболее высокое гипсометрическое положение этой поверхности (700—1000 м) установлено в Донецком, Кузнецком и Минусинском бассейнах, а также на Ткибули-Шаорском, Экибастузском, Мгачинском и Бошняковском месторождениях. В Печорском, Карагандинском и Львовско-Волынском бассейнах минимальная глубина геозотермической поверхности $+35^{\circ}\text{C}$ 1200—1300 м, а на месторождениях Урала и в Ленском бассейне она возрастает до 1600 м и более.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Монография «Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР» — многолетний труд ряда исследователей. В ней по единой системе представлена сводка большого фактического материала и сделаны научные обобщения данных геологического изучения угольных и сланцевых месторождений СССР, отразившие итоги шестидесятилетнего труда советских геологов. На нашем уровне познания в монографии подведен итог изучения угленосных отложений, находящихся в широком интервале геологического возраста, разнообразных по фациям и формациям, изменявшихся в неодинаковых термобарических условиях. Выявлены причины и закономерности изменения тектонических особенностей, литологического состава и типов угленосных отложений, строения, мощности и выдержанности пластов угля, превращений слагающего уголь органического вещества. На основании этих данных представляется возможным дать наиболее достоверную оценку запасов углей и сланцев, горно-геологических условий их разработки; определить направления использования твердого топлива по каждому из месторождений. Работа выполнена с полнотой, позволяющей видеть перспективы развития угольной промышленности и геологоразведочных работ.

Уголь — один из основных видов энергетического сырья, доля его потребления в мировом топливно-энергетическом балансе превышает 30%. Основные направления потребления угля в настоящее время — производство электроэнергии, коксохимическое и химическое производство. Возрастает использование угля для получения углеграфитовых материалов. Разработаны способы получения из угля синтетического жидкого и газообразного топлива, высокоазотистых гуминовых кислот для удобрения. Мировая добыча угля систематически возрастает, с 1950 по 1975 гг. она увеличилась в 1,8 раза, а в Советском Союзе — в 2,7 раза. В перспективе в СССР Н. В. Мельников (1971 г.) предполагает увеличение добычи угля до 1200 млн. т в год.

Угленосные формации развиты в отложениях всех геологических систем от девона до неогена. Геологические запасы различных по качеству углей планеты, достигающие по прогнозным оценкам 15 трлн. т, позволяют развивать добычу в больших масштабах, а разведанные — обеспечивать потребность в угле на многие годы.

Мировое потребление всех энергетических ресурсов, среди которых ископаемое топливо занимает главное место, в 1973 г. было 9 млрд. т у. т., а к концу нынешнего столетия ожидается его увеличение до 25 млрд. т у. т. в год. По данным ЮНЕСКО, мировое потребление энергии удваивается за каждые 10 лет. При таком быстром увеличении потребления энергии приобретает большое значение неравномерное распределение ресурсов ископаемого топлива в недрах различных стран.

Советский Союз обладает крупнейшими в мире ресурсами угля, выявленными, по-существу, лишь за годы Советской власти. По результатам последнего подсчета, произведенного в 1968 г., они определились

в 5710 млрд. т. С первых дней существования Советского государства Коммунистическая партия и Советское правительство обращали внимание на создание надежной сырьевой базы и развитие угольной промышленности страны как одной из важнейших основ энергетики.

За годы Советской власти в стране был проведен огромный объем геологических исследований и специализированных геологоразведочных работ, научно-теоретические разработки и обобщения в области угольной геологии, геологии бассейнов и месторождений угля, методики их разведки и геолого-экономической оценки. До революции изучением угольных месторождений страны, в основном Донбасса, занималась небольшая группа талантливых энергичных геологов-исследователей Геологического комитета, возглавляемая сначала Ф. Н. Чернышевым, а позднее Л. И. Лутугиным. В советское время большинство этих исследователей продолжали свою работу, привлекая к ней молодых специалистов. В первые годы Советской власти большой вклад в познание геологии Донбасса внесли П. И. Степанов, Б. Ф. Мефферт, Н. А. Родыгин; Кузнецкого бассейна — В. И. Яворский, П. И. Бутов, С. В. Кумпан, В. Д. Фомичев, М. А. Усов, В. А. Хахлов. В результате работ, проведенных под руководством А. А. Гапеева в 1920—1925 гг., был выявлен Карагандинский бассейн, исследования А. А. и Г. А. Черновых привели к открытию в 1931 г. Печорского бассейна. Геологическими исследованиями, проведенными в 1930—1933 г. под руководством М. К. Коровина, выявлен крупный угленосный регион, прилегающий к Транссибирской железнодорожной магистрали (между городами Ачинском и Канском), названный впоследствии Канско-Ачинским бассейном (История..., 1976).

Широкое изучение Подмосковного и Челябинского бассейнов было начато М. М. Пригоровским, Кизеловского бассейна — И. И. Горским; упомянутые и многие другие исследователи стали основателями школы советских геологов-угольщиков и способствовали созданию широкой сети геологоразведочных и научно-исследовательских организаций страны. Успешное развитие поисковых и геологоразведочных работ позволило к 1937 г. оценить геологические запасы угля в стране в 1654 млрд. т и быстро наращивать добычу, размер которой в 1940 г. достиг 165 млн. т против 34 млн. т угля, добытых в 1916 г. Несмотря на огромный ущерб, нанесенный народному хозяйству страны Великой Отечественной войной, уже в 1946 г. добыча угля достигла довоенного уровня.

Геологические исследования на уголь получили широкий размах в послевоенные годы. За сравнительно короткий промежуток времени (10 лет) были выявлены новые угольные бассейны: Львовско-Волынский, Южно-Уральский, Тургайский, Узгенский, Улугхемский, Майкюбенский, Южно-Якутский и многочисленные изолированные месторождения, а также значительно расширены за счет выявления новых районов и месторождений перспективы ранее известных бассейнов: Подмосковного, Донецкого, Днепровского, Печорского, Кузнецкого, Челябинского, Карагандинского, Канско-Ачинского, Иркутского, Партизанского и др. В северных районах Сибири оконтурены границы крупнейших угольных бассейнов: Тунгусского, Ленского, Таймырского, Зырянского с общими запасами угля в несколько триллионов тонн.

В результате громадного объема выполненных поисковых, геологоразведочных, геофизических и горно-эксплуатационных работ накоплен обширный материал по стратиграфии, литологии, тектонике, угленосности, качеству углей и горно-геологическим особенностям исследованных угольных бассейнов и месторождений. На основе этого материала

были разработаны современное стратиграфическое расчленение угленосных отложений и синонимика угольных пластов для Донецкого, Подмосковского, Кузнецкого, Карагандинского, Печорского, Минусинского, Кизеловского, Челябинского и других наиболее изученных бассейнов, начата разработка стратиграфии Ленского, Тунгусского, Таймырского бассейнов, месторождений Северо-Востока СССР. Комплексность применявшихся биостратиграфических, литологических, геофизических, геохимических методов корреляции разрезов позволила создать региональные схемы стратиграфии основных угольных бассейнов и месторождений СССР. Детально изучалась тектоника как бассейнов и месторождений в целом с выявлением характера и возраста основных структурных элементов, установлением взаимосвязей тектоники с проявлением угленосности и качеством углей, так и шахтных (карьерных) полей — объектов конкретной эксплуатации, где условия залегания угольных пластов определяют способы вскрытия и обработки.

Углететрографические и углехимические исследования послужили основой для создания генетических и промышленных классификаций углей и прогноза рационального направления их промышленного использования, а также для оценки ресурсов углей различного качества. В последнее время методы петрологии начинают применяться как для решения чисто практических вопросов, в том числе определения условий безопасности труда при угледобыче, так и при исследовании крупных теоретических проблем, например изучение изменений теплового поля Земли. Широкое развитие получили работы по изучению природной газоносности угольных месторождений, геотермии, физико-механических свойств углей и вмещающих пород, других горнотехнических факторов, необходимых для решения вопросов, связанных с промышленным освоением разведанных запасов.

Для полноты и качества исследований по указанным и другим направлениям, осуществляющихся многочисленными работниками геологической и эксплуатационной служб, научно-исследовательскими институтами, тематическими подразделениями производственных организаций и отдельными специалистами, существенную помощь оказала разработка крупными советскими учеными научных основ угольной геологии. К таким фундаментальным работам относятся: теория поясов и узлов угленакопления (П. И. Степанов), учение об угленосных провинциях (И. И. Горский, М. М. Пригоровский, А. К. Матвеев и др.), угленосных формациях (Ю. А. Жемчужников, Г. А. Иванов, Г. Ф. Крашенинников и др.), закономерностях изменения петрографических особенностей и свойств углей (И. И. Аммосов, З. В. Ергольская, В. И. Скок и др.), определивших общие закономерности размещения угольных месторождений и создавшие основу для рационального направления поисковых и геологоразведочных работ. Для разработки стратиграфических схем угленосных отложений большое значение имела советская фито-стратиграфическая школа (М. Д. Залесский, А. Н. Криштофович, М. Ф. Нейбург и др.), работы в области установления главнейших групп фауны (И. И. Горский, А. П. Ротай, А. М. Симорин, Л. Л. Халфин, Б. И. Чернышев и др.), литологических методов расчленения угленосных толщ (Ю. А. Жемчужников, В. С. Яблоков и др.)

В основу генетических и промышленных классификаций углей положены углехимические (В. С. Веселовский, В. В. Видавский, Е. А. Зайцева, Б. Ф. Мефферт, Г. Л. Стадников, А. З. Юровский и др.) и углететрографические (И. И. Аммосов, И. Э. Вальц, А. И. Гинзбург, И. В. Еремин, З. В. Ергольская, Ю. А. Жемчужников, М. Д. Залесский, А. А. Любер, С. Г. Наумова, Л. И. Сарбеева и др.) исследования, сопровождавшиеся разработкой оригинальных методов изучения вещества

угля. Общие вопросы тектоники угленосных формаций рассмотрены в монографических трудах В. В. Белоусова, И. В. Муратова, Н. М. Стрехова, Н. П. Хераскова, М. М. Тетяева, Н. С. Шатского и многих других советских ученых. Из обобщений по тектонике отдельных угольных бассейнов следует отметить работы В. З. Ершова, Е. О. Погребницкого, В. С. Попова по Донецкому, А. А. Белицкого, И. И. Молчанова, М. А. Усова, В. И. Яворского по Кузнецкому, Г. Л. Кушева, А. А. Трофимова по Карагандинскому, Б. Л. Афанасьева, К. Г. Войновского-Кригера по Печорскому бассейнам.

Успешному проведению работ по геологическому изучению угольных бассейнов и месторождений способствовала разработка методических основ поисков, разведки и подсчета запасов (П. В. Васильев, В. М. Крейтер, С. В. Кумпан, К. В. Миронов, Е. О. Погребницкий, В. Е. Некипелов, В. С. Огарков, А. В. Тыжнов, В. С. Федоров и др.), а также геофизических исследований (В. В. Гречухин, М. А. Сперанский и др.).

Большой объем геологоразведочных работ и научных исследований выполнен за годы Советской власти по бассейнам и месторождениям горючих сланцев. Оригинальные работы по исследованию микроструктуры и генезиса горючих сланцев выполнены М. Д. Залесским, В. В. Ламанским, Ф. Б. Шмидтом — по стратиграфии и литологии сланцевых толщ, изучению качества горючих сланцев, их промышленной оценке — Б. П. Асаткиным, С. С. Бауковым, В. П. Нехорошевым, Н. Т. Сазановым, Н. Ф. Погребовым и многими другими. Роль многочисленных исследователей в выявлении и промышленной оценке бассейнов и месторождений углей и горючих сланцев СССР, в изучении геологических особенностей, качества угля, горно-геологических условий и разработке отдельных проблем угольной геологии для конкретных объектов отмечена в соответствующих томах монографии.

Планирование развития угольной промышленности, направления и объемов геологоразведочных работ определяло необходимость систематического обобщения результатов геологического изучения выявленных многочисленных угольных бассейнов и месторождений Советского Союза, характеризующихся широким диапазоном различий в возрасте, особенностях геологического строения, угленосности, качестве угля, горнотехнических и технико-экономических условиях промышленного освоения.

Опубликованные до 1958 г. работы по геологии месторождений угля и горючих сланцев (Н. Лебедева, 1912 г., М. А. Усова, 1920 г., Г. А. Иванова, 1934 г., П. И. Степанова, 1937 г., А. А. Гапеева, 1949 г., авторского коллектива II тома энц. спр. «Горное дело», 1957) характеризовались краткостью и схематизмом изложения и не соответствовали уровню знаний в этой области, накопленных к концу пятидесятых годов.

В целях обобщения результатов проведенных к этому времени исследований и рационального использования имеющегося материала планирующими, геологическими, проектными, эксплуатирующими и научно-исследовательскими организациями, Министерством геологии СССР в 1958 г. было принято решение об издании сводной многотомной монографии «Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР», в которой знания о геологии угольных месторождений были бы отражены с полнотой, обеспечивающей максимальную возможность их учета в практической деятельности по освоению угольных богатств страны.

К работе над монографией были привлечены непосредственно исполнители в области геологических исследований, проектных и эксплуата-

ционных работ, проводимых на угольных месторождениях СССР, ученые и специалисты по угольной геологии и смежных отраслей наук. Авторский коллектив, привлеченный к работе над монографией, составил более 500 человек. Для методического и организационного руководства работой по подготовке монографии к изданию была создана Главная редакция, в состав которой вошли крупные специалисты в области угольной геологии: доктора геолого-минералогических наук И. И. Аммосов, И. И. Горский, Г. А. Иванов, Н. И. Погребнов, Т. Н. Пономарев, В. С. Попов, С. П. Прохоров, Н. В. Шабаров, В. И. Яворский, кандидаты геолого-минералогических наук Д. Н. Бурцев, В. А. Котлуков, Г. В. Коротков, К. В. Миронов, А. В. Тыжнов, инженеры-геологи И. А. Кузнецов, Г. И. Луговой, И. И. Молчанов, В. Е. Некипелов, С. А. Скробов. Главным редактором монографии до 1966 г. был С. А. Скробов, с 1967 г. — Н. И. Погребнов.

Главной редакцией была разработана программа и указания по составлению монографии, осуществлялось методическое руководство направлением работ, научное редактирование авторских статей, согласовывались решения по дискуссионным вопросам. Члены Главной редакции одновременно являлись ответственными редакторами многих томов монографии: 1 и 6 тома — И. А. Кузнецов, 2 и 11 — В. А. Котлуков, 4 — К. В. Миронов, 7 — В. И. Яворский, 12 — Г. И. Луговой, или членами редколлегий отдельных томов.

Обобщение материала и обработка колоссального объема информации, научное редактирование статей, выполнявшиеся авторами и редакторами, как правило, параллельно с их основной производственной деятельностью, задержали завершение работ по изданию всей монографии, отдельные тома которой вышли еще в 1962 г. Поэтому при использовании данных следует учитывать, что за время, прошедшее от выхода в свет отдельных томов, получен дополнительный материал по геологии и экономике месторождений некоторых угольных районов и бассейнов страны.

Изложение материала в монографии дается применительно к принятому геолого-экономическому районированию территории Советского Союза с последовательным описанием угольных бассейнов и месторождений от юго-восточных районов европейской части СССР к северо-восточным районам Сибири: в 1 томе (1963) обобщен материал по угольным бассейнам и месторождениям юга европейской части СССР (Донецкий, Днепровский, Львовско-Волынский бассейны, месторождения западных областей Украины и Молдавии, Белоруссии, Северного Кавказа и Закавказья); во 2 (1962) охарактеризован Подмосковский бассейн и месторождения центральных и восточных областей европейской части СССР; в 3 (1965) — Печорский бассейн, другие месторождения угля Коми АССР и Ненецкого национального округа; в 4 (1967) — бассейны и месторождения Урала; в 5 (1973) — Казахстана, в 6 (1968) — Средней Азии; в 7 (1969) — Кузнецкий, Горловский бассейны и другие угольные месторождения Западной Сибири; в 8 (1964) — Канско-Ачинский, Тунгусский, Иркутский и другие бассейны Красноярского края, Иркутской области и Тувинской АССР; в 9 (1973) — угольные бассейны и месторождения Забайкалья, Якутской АССР, Дальнего Востока, о. Сахалин и островов Северного Ледовитого океана; в 10 (1962) — угольные бассейны и месторождения Северо-Востока СССР и Камчатки; в 11 (1968) обобщен материал по бассейнам и месторождениям горючих сланцев. В заключительном 12 томе (1978) приведены сводные данные о добыче угля и современных технико-экономических направлениях развития угольной промышленности, запасах и качестве углей СССР, горно-геологических условиях разработки.

За период составления монографии перед геологической службой страны возникли новые проблемы, обусловленные научно-техническим прогрессом в области технологии разработки угольных и сланцевых месторождений промышленного использования углей и горючих сланцев, дальнейшим возрастанием потребности в этом виде энергетического и технологического сырья. Поэтому ниже в краткой форме охарактеризованы наиболее важные проблемы науки и практики в области геологии угля, требующие разрешения в ближайшем будущем при изучении геологии месторождений угля и горючих сланцев.

Объем геологоразведочных, научно-исследовательских работ на уголь и их направление в конечном итоге определяются подготовленностью сырьевой базы и степенью участия угля в топливно-энергетическом балансе страны, размерами использования его для получения кокса, термоантрацита, производства жидкого топлива, пластмасс и других химических продуктов. Высокие темпы роста добычи угля в ближайшей перспективе не только сохраняются, но и могут значительно повыситься в связи с возрастающей потребностью в энергетических ресурсах и расширением областей промышленного использования угля. Основное потребление энергетических и технологических углей в этом периоде по-прежнему сохранится в европейской части СССР. Поэтому выявление и экономическая оценка всех возможных угольных ресурсов в западных районах страны имеет большое значение для рационального развития угольной промышленности и остается одной из важнейших задач геологической службы.

Степень изученности европейской части СССР, за исключением ее северо-восточных районов, не позволяет рассчитывать на открытие здесь новых крупных угленосных площадей, освоение которых могло бы изменить существующий уровень добычи. Однако не исключена возможность выявления новых угольных месторождений, улучшающих состояние топливных баз отдельных районов. Выявление в последние годы промышленной угленосности в Армянской ССР, Белорусской ССР и палеогеновых углей в северо-западной части Днепро-Донецкой впадины дает основание для продолжения в западных районах СССР поисков новых месторождений угля. Основные перспективы развития угледобычи здесь, по-прежнему, связаны с Донецким, Печорским и в меньшей степени с Подмосковным и Днепровским бассейнами.

Проблема Большого Донбасса, выдвинутая в годы первых пятилеток П. И. Степановым, практически решена. В результате большого объема геологоразведочных работ окончательно установлены контуры бассейна и подсчитаны прогнозные запасы угля до глубины 1800 м. Несмотря на высокую степень изученности и освоения Донбасса, задачи не только поддержания, но и возможного увеличения добычи антрацитов, коксующихся и энергетических углей выдвигают ряд сложных вопросов, которые должны решаться совместными усилиями специалистов геологических и угледобывающих организаций. Среди этих проблемных вопросов требуют быстрейшего решения следующие: 1) геолого-экономическая оценка периферийных районов бассейна (западного, северного и восточного секторов), где выявлены новые перспективные угленосные площади; 2) установление геологических и технических условий освоения глубоких горизонтов; на первом этапе до глубины 1200 м для районов с энергетическими углями и до 1500 м — с коксующимися углями и антрацитами, и в последующем — соответственно до глубины 1500 и 1800 м; 3) разработка технических средств и экономических условий освоения тонких пластов угля (0,45—0,6 м), запасы которых оцениваются в 15,1 млрд. т, в том числе коксующиеся угли 5,3 млрд. т, в первую очередь на действующих и реконструируемых шахтах, в дальнейшем — на

новых строящихся и проектируемых предприятиях; 4) освоение небольших участков на верхних и средних горизонтах, в первую очередь там, где возможно строительство нескольких среднего типа шахт с объединением их в единый производственно-экономический комплекс.

Разработка угля на глубоких горизонтах бассейна ставит перед геологами задачу совершенствования методики разведки прежде всего методов изучения и прогноза свойств углей и горно-геологических факторов, определяющих для экономической оценки предприятия и выбора системы угледобычи. Вопрос о вовлечении в эксплуатацию тонких угольных пластов требует тщательного изучения горно-геологических условий залегания и технических средств их разработки. В связи с ограниченностью угольных ресурсов Донбасса, перед геологической службой, а также проектными и эксплуатационными организациями особенно остро возникает проблема рационального использования, всемерного снижения потерь при добыче и охраны разведанных запасов угля.

На северо-востоке европейской части СССР угленосные формации изучены значительно слабее. Из подсчитанных прогнозных запасов Печорского бассейна в 214 млрд. т по категориям А+В+С₁ разведаны 8,6 млрд. т. Большая часть прогнозных запасов бассейна сложена слабометаморфизованными, высокозольными и труднообогатимыми углями, из которых к кондиционным (по современным требованиям) отнесено 42 млрд. т, в том числе пригодных для коксования около 10 млрд. т (из них около 3 млрд. т разведано). В настоящее время вследствие сложных географических условий и высокой стоимости добычи угля Печорский бассейн в основном рассматривается как база коксующихся углей, а ресурсы энергетического топлива относятся к малоперспективным для освоения.

Учитывая высокое качество коксующихся углей бассейна, большая часть запасов которых залегает на глубине до 600 м, основной проблемой следует считать быстрее выявление и разведку всех месторождений спекающихся углей. В рамках этой проблемы в ближайшие годы необходимо осуществить: 1) оценку запасов углей, пригодных для коксования, в Воргашорско-Усинской полосе в направлении погружения пластов с жирными углями до глубины 1200 м; 2) геолого-экономическую оценку высокометаморфизованных коксующихся углей в зоне, примыкающей к Полярному Уралу; поиски здесь новых месторождений.

В связи с ограниченными ресурсами в европейской части СССР не только коксующихся, но и энергетических углей в более длительной перспективе нельзя не учитывать значение Печорского бассейна как крупной энергетической базы. В ближайшее время следует осуществить геолого-промышленную оценку запасов газовых углей в мощных пластах печорской серии, выявленных в центральных районах бассейна, которые, несмотря на повышенную зольность, характеризуются высоким удельным количеством теплоты сгорания ($Q_{HP} = 5500 - 6000$ ккал/кг), и проработать вариант использования этих углей путем сжигания на месте с передачей энергии в промышленные районы Северо-Запада страны. Следует продолжать дальнейшее изучение бассейна в более широких границах, имея в виду выявление новых угленосных площадей с углями различных марок.

В Подмосковном бассейне месторождения с пластами, залегающими на относительно небольших глубинах (до 150—200 м), выявлены и в значительной мере отработаны. В связи с высокой зольностью, сернистостью, низким удельным количеством теплоты сгорания углей и огра-

ниченными размерами залежей, перспективы этого бассейна едва ли можно оценивать на горизонтах глубже осваиваемых в настоящее время. Поэтому основной задачей здесь следует считать поддержание существующего уровня угледобычи за счет разведки наиболее благоприятных для промышленного освоения угольных залежей на глубине до 200 м. В целом для Русской платформы по результатам обобщения имеющихся геологических материалов и анализа условий угленакопления в нижнем карбоне следует еще раз оценить возможности выявления площадей, благоприятных для поисков месторождений угля по периферии Печорского бассейна, Предуральяского прогиба и в других районах платформы.

Уральский экономический район — один из крупнейших потребителей коксующихся и энергетических углей, но он не располагает достаточной сырьевой базой этих видов топлива. Известные на Урале бассейны и месторождения угля в ближайшие годы отработаются, а рассчитывать на открытие здесь новых месторождений при достаточно высокой геологической изученности Урала не приходится. Потребность в коксующихся углях для металлургии Урала на длительную перспективу намечено удовлетворять в основном за счет Кузнецкого бассейна, а в энергетических углях — месторождений Казахстана. Помимо транспортировки дешевых энергетических углей с Экибастузского бассейна частичное восполнение дефицита энергетических углей может быть осуществлено за счет освоения относительно близко расположенных к Уралу угольных месторождений Тургайского бассейна Казахстана. Эти месторождения располагают крупными запасами для открытой добычи угля, оцениваемыми в 10 млрд. т., из которых почти половина уже разведана и подготовлена для промышленного освоения. Изучение промышленных перспектив других известных месторождений Тургайского бассейна — также одна из первоочередных задач геологоразведочных работ.

Угленосные отложения верхнеюрского и мелового возраста северных районов восточного склона Урала с месторождениями, объединенными в понятие Северо-Сосьвинский буроугольный бассейн, быстро погружаются в сторону Западно-Сибирской равнины. Несмотря на наличие локальных участков развития мощных пластов угля, выявить месторождения для организации в крупных масштабах открытой добычи угля пока не удалось. В целом изученность Северо-Сосьвинского бассейна низкая и недостаточная для полноценной оценки его перспектив. Целесообразно продолжать поиски благоприятных для освоения месторождений, тем более что примыкающие к бассейну площади интенсивно осваиваются нефтегазовой и лесной промышленностью.

На территории Казахстана особое значение приобретает проблема увеличения ресурсов коксующихся углей, распространение которых ограничено пока границами Карагандинского бассейна и сравнительно небольших Самарского и Завьяловского месторождений. Возможности выявления новых площадей с коксующимися углями, по-видимому, ограничены. Для окончательной оценки перспектив следует продолжить работы по сбору геологических и геофизических материалов, научному анализу закономерностей размещения месторождений с различной степенью изменения углей.

Увеличение ресурсов коксующихся углей Казахстана помимо подготовки к освоению глубоких горизонтов Карагандинского бассейна может быть частично решено за счет обогащения высокозольных спекающихся углей этого бассейна, используемых в настоящее время как энергетическое топливо. Положительное решение этого вопроса позволит увеличить ресурсы коксующихся углей Карагандинского бассейна на 20—

30%, что немаловажно при сравнительно небольших их размерах. В связи с ограниченными возможностями развития угольной промышленности в европейской части СССР и на Урале возникает крупная народно-хозяйственная проблема обеспечения этих районов энергетическими и коксующимися углями за счет угольных ресурсов восточных бассейнов страны. Особенно благоприятны для развития добычи дешевого топлива Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны.

Кузнецкий бассейн, уникальный по запасам и разнообразию качественного состава углей, интенсивно осваивается угольной промышленностью. Добыча угля в бассейне достигла 140 млн. т в год и продолжает быстро расти. За последние годы в Кузбассе выявлены месторождения и разведаны значительные запасы энергетических углей, благоприятные для разработки мощными разрезами. Промышленное освоение этих месторождений обеспечивает прирост добычи и существенное улучшение экономических показателей разработки угля в бассейне. В связи с тем что кузнецкие каменные энергетические угли отличаются высоким качеством, сравнительно низкой себестоимостью и большими ресурсами, они могут широко использоваться за пределами Западно-Сибирского экономического района. В частности, экономически целесообразна транспортная их в западные, дефицитные по топливу районы страны.

Геологические условия позволяют рассчитывать на дальнейшее расширение сырьевой базы в Кузбассе для открытой добычи каменных энергетических углей. С этой целью необходимо продолжить изучение Талдинско-Караганской и других площадей Ерунаковского угленосного района. Перспективна для подготовки новых участков открытых работ также полоса отложений балахонской серни по южной и юго-восточной окраинам бассейна. Более сложна для решения задача увеличения в Кузнецком бассейне разведанных запасов дефицитных марок коксующихся углей. Трудности связаны с тем, что при больших общих количествах разведанных и прогнозных запасов коксующихся углей, оцениваемых только до глубины 600 м в 80 млрд. т, особенно дефицитные для металлургии угли марок К и К₂ составляют всего 10 млрд. т, или 12,5%. При этом большая часть углей этих марок залегает на глубине свыше 300 м в технически сложном для освоения (вследствие крутого и нарушенного залегания пластов) Прокопьевско-Киселевском районе; до отработки верхних горизонтов они не могут быть вовлечены в эксплуатацию.

В связи с новыми техническими направлениями развития угольной промышленности, предусматривающими в бассейне строительство только очень крупных высокомеханизированных шахт, отстает подготовка для их строительства необходимого резерва разведанных участков также и с высококачественными жирными углями. В свете поставленных задач геологические организации, ведущие работы в Кузнецком бассейне, должны резко повысить эффективность работ по приросту разведанных запасов коксующихся углей и подготовке участков для строительства крупных шахт по добыче углей марок ОС, К, К₂, Ж. Необходимо переоценить ранее выявленные площади развития коксующихся углей, обобщить материалы для уточнения их технологических свойств и выбрать наиболее перспективные участки для разведки. Среди полос развития коксовых углей балахонской серии представляется целесообразным ускорить оценку глубоких горизонтов Томь-Усинского района как объекта для строительства мощных шахт, а также ряда площадей юго-восточного и юго-западного секторов бассейна. При подготовке шахтных полей с жирными углями заслуживают первоочередного доизучения ряд выявленных ранее месторождений Ленинского, Беловского и Ерунаковского районов. Для успешного решения задач по увеличению

ресурсов коксующихся углей и выявления крупных месторождений энергетических углей, пригодных для открытой добычи, должно быть продолжено региональное геологическое изучение бассейна путем геофизических исследований и бурения опорных профилей в перспективных районах.

Выявленные запасы углей Канско-Ачинского и южной части Тунгусского бассейнов открывают огромные возможности для создания крупной базы энергетики. К полосе юрских угленосных отложений Канско-Ачинского бассейна, вытянутой на 700 км вдоль Транссибирской железнодорожной магистрали от Итата до Тайшета, приурочен ряд крупных месторождений угля, исключительно благоприятных для развития открытой добычи. Общие геологические запасы Канско-Ачинского бассейна и месторождений, выявленных в южной части Тунгусского бассейна, достигают 700 млрд. т. Основная часть их содержится в пластах, залегающих на глубине до 300 м. Запасы для открытой добычи угля только в Канско-Ачинском бассейне оцениваются в 140 млрд. т, из которых около половины на разведанных месторождениях, благоприятных для самой дешевой добычи угля. Возможности бассейна уже сейчас определяются размером добычи 500—600 млн. т угля в год и могут быть расширены.

Вследствие пониженного качества углей с удельным количеством теплоты сгорания около 3500 ккал/кг и удаленности бассейна от западных районов страны, проблема использования его энергетических ресурсов относится к весьма сложным. По-видимому, ее следует решать путем: 1) более широкого использования их в энергетике Западной Сибири и увеличения за счет этого вывоза на запад кузнецких каменных энергетических углей с более высоким удельным количеством теплоты сгорания и лучше сохраняющихся при транспортировке; 2) облагораживания бурых углей с использованием отходов в химической промышленности; 3) создания в Восточной Сибири крупных тепловых электростанций и передачи энергии по проводам; 4) разработки новых средств транспортировки твердого топлива в западные районы.

Как бы ни была сложна эта проблема, осуществление ее весьма актуально. В связи с этим требуется дальнейшее ускоренное изучение угольных богатств Восточной Сибири с целью подготовки сырьевой базы для добычи угля в стране до 1,2 млрд. т/год в перспективе (Н. В. Мельников, 1971 г.). Одновременно следует продолжить и усилить работы по поискам и оценке коксующихся углей на юге Тунгусского и в Присаянской полосе Канско-Ачинского бассейнов.

Строительство Байкало-Амурской железнодорожной магистрали выдвигает ряд важных проблем освоения минеральносырьевых ресурсов севера Сибири и Дальнего Востока. Здесь уже известны крупные месторождения меди, железных руд, коксующихся углей, нерудного сырья и других полезных ископаемых. Большое народнохозяйственное значение в связи со строительством БАМа приобретают месторождения высококачественных коксующихся углей Южно-Якутского бассейна. На их базе возможно создание нового металлургического комбината на Востоке страны и осуществление экспортных поставок странам Дальнего Востока. По предварительным данным, потребность в этих углях в перспективе ожидается в количестве 20—25 млн. т/год. Вместе с тем разведанные в Алдано-Чульманском районе запасы Нерюнгринского и Чульманского месторождений, способны удовлетворить спрос в количестве не более 15—20 млн. т/год на срок до 30 лет. Другие выявленные в этом районе месторождения относительно невелики по масштабам и характеризуются более сложным геологическим строением.

Таким образом, стоят большие задачи по дальнейшему расширению перспектив бассейна за счет выявления новых месторождений в Алдано-Чульманском и в других районах — Усмуномском, Гонамском и Токинском, характеризующихся пока низкой степенью геологической изученности.

Около 50% геологических запасов угля СССР сосредоточено в крупнейших бассейнах Сибири: Тунгусском (2345 млрд. т), Ленском (1647 млрд. т), Таймырском (234 млрд. т). Современная изученность этих бассейнов низка. Разведочные работы здесь проводятся на разрабатываемых для удовлетворения местных нужд месторождениях. Однако накопленный геологический материал по региональному изучению этих бассейнов-гигантов, а также работам, проводившимся с целью разведки других полезных ископаемых, позволяют определить их общие перспективы по запасам и качеству углей и принципиальную промышленную значимость. В связи с тем что из-за сложных географо-экономических условий эти бассейны не намечается быстро вовлекать в сферу широкого промышленного освоения, в ближайшие годы здесь не предполагается ведение промышленной разведки месторождений. Вместе с тем, учитывая большие потенциальные топливные ресурсы, целесообразно продолжить региональное изучение этих бассейнов в целях выявления и предварительной геолого-экономической оценки районов коксующихся углей и месторождений для открытой добычи угля.

Успешному решению задач по дальнейшему расширению сырьевой базы угольной промышленности и подготовке резерва для нового шахтного строительства во многом должно способствовать развитие научно-теоретических проблем угольной геологии. Круг вопросов, которые в дальнейшем необходимо решать науке об углях и угольных месторождениях, можно делить на два неразрывных комплекса: фундаментальных и прикладных.

К фундаментальным следует отнести проблемы, связанные с дальнейшим познанием угольного вещества, его структуры и свойств, а также геохимии среды углеобразования и процессов последующего преобразования растительного вещества до современной угольной субстанции. Еще недостаточно познаны процессы, приведшие к концентрации огромных масс органики в виде протяженных и довольно выдержанных по мощности слоев, чрезвычайно важно раскрытие причин и характера унаследованности, приведших к накоплению мощных угленосных толщ и многократной повторяемости в их составе угольных пластов. При общем высоком познании процессов седиментогенеза и литогенеза необходимо продолжение широких исследований процессов формирования угленосных толщ в конкретных палеогеологических условиях и уточнение связей этих процессов с торфонакоплением, диагенезом и метаморфизмом.

Дальнейшее изучение метаморфизма углей и связи его с геологическими условиями формирования угленосных осадков послужит основой для уточнения закономерностей размещения углей различного качества. Совершенствование знаний в области этой проблемы обеспечит еще более обоснованный научный подход к прогнозу распространения угленосных площадей и количественной и качественной характеристике горючих ископаемых.

Одна из важнейших задач научных исследований, облегчающих прогноз угленосности определяющих направление поисковых и разведочных работ, — дальнейшее выяснение палеогеографических и тектонических условий формирования бассейнов и закономерностей их пространственного размещения. Результатом этих исследований и их обоб-

щения должны стать уточненные генетические и структурные типизации бассейнов и более научно обоснованное их районирование.

Следует также продолжить работы по изучению стратиграфии угленосных отложений бассейнов. В настоящее время даже разновозрастные бассейны стратифицированы не однозначно. Расчленение разрезов на ярусы и свиты в ряде случаев произведено приближенно и недостаточно научно обоснованно. Наименование одних и тех же свит и угольных пластов в бассейнах ведется по-разному. В ряде бассейнов отсутствует единая синонимика угольных пластов.

Несмотря на выполненные в прошлые годы работы по истории угленакопления, эти исследования как обобщающие познания по геологии угольных месторождений должны быть продолжены. История угленакопления должна опираться на научно обоснованную возрастную межбассейновую корреляцию, а также на естественные четкие границы между этапами угленакопления, которые чаще всего выражены перерывами осадконакопления и несогласным залеганием отдельных угленосных комплексов. Результатом этих работ должны быть периодические научно обоснованные пересчеты прогнозных запасов.

Уголь и продукты переработки его являются комплексами органических соединений, по своей природе и свойствам значительно отличающихся от органических соединений других горючих ископаемых. В настоящее время химический потенциал угля еще далеко не раскрыт и не определены все несомненно большие и разнообразные пути и способы нетопливного его использования. Выявление возможности превращения всей органической массы угля в химические продукты определит новый этап рационального использования запасов ископаемых углей. В связи с этим необходимо продолжить эффективные научные исследования природных особенностей углей, различных по составу и степени превращенности органического вещества, а также исследований изменений органического вещества под воздействием различных факторов.

В комплексе прикладных научно-исследовательских проблем особое место должны занимать работы по научному обоснованию направления геологоразведочных работ на уголь и выбору конкретных объектов разведки, а также по совершенствованию методики поисковых и проведения геологоразведочных работ. Направление геологоразведочных работ должно базироваться на тщательном изучении перспективного плана развития угольной промышленности и геологического потенциала отдельных районов, за счет которого возможно удовлетворить потребности в углях требуемого качества. Необходимо также усилить внимание к вопросам геолого-экономической оценки разведываемых объектов, тщательному геологическому и технико-экономическому обоснованию производства детальных геологоразведочных работ. Своевременное выяснение конкурентоспособности разведываемых объектов и экономического эффекта от их промышленного освоения исключит непроизводительные затраты на преждевременные геологические исследования или разведку месторождений, не представляющих интереса для промышленности.

Повышение экономической эффективности геологических исследований тесно связано с совершенствованием методики геологоразведочных работ. Выполнение повышенных требований промышленности к степени разведанности передаваемых в эксплуатацию месторождений, особенно изучение горно-геологических условий, полнота и достоверность геологических данных практически неосуществимы без внедрения новейших, наиболее эффективных методов разведки. К ним прежде всего относятся методы разведочной, в том числе ядерной геофизики,

микросейсмических работ, каротажа и другие, повышающие качество геологической документации разведочных выработок и получение необходимой дополнительной информации о строении и выдержанности угольных пластов, условиях их залегания и качестве угля. Следует шире использовать в практике разведочных и оценочных работ методы моделирования и обработки геологической информации электронно-вычислительной техникой.

Постоянное совершенствование методов геологических исследований и обработки получаемой геологической информации — неперенное условие быстрейшего более полного познания геологии месторождений угля и горючих сланцев нашей страны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Андреев П. А.* Уголь. — В кн.: Минеральные ресурсы промышленно развитых капиталистических и развивающихся стран. М., изд. ВГФ, 1973, с. 55—74.
- Ардашев К. А.* Методика прогноза горно-геологических условий участков пластов, разрабатываемых механизированными комплексами. — В кн.: Технология добычи угля подземным способом. М., 1969, с. 88—92. (ЦНИЭИуголь. Реф. сб. № 10).
- Ахмедсафин У. М., Шапиро С. М., Садыков Ж. Н.* О термальных водах Казахстана. — В кн.: Региональная геотермия и распространение термальных вод в СССР. М., «Наука», 1967, с. 225—227.
- Барон Л. И., Логунцов Б. М., Позин Е. Э.* Определение свойств горных пород. М., Госгортехиздат, 1962. 332 с.
- Бархатова В. И.* Исследование метаноемкости мощных угольных пластов Проктябрьско-Киселевского района Кузбасса. — В кн.: Вопросы безопасности в угольных шахтах. М., Госгортехиздат, 1962, с. 81—92.
- Белицкий А. А.* Классификация тектонических разрывов и геометрические методы их изучения. М., Госгеолгиздат, 1953. 68 с.
- Белоконь В. Г.* Об изменениях мощности каменноугольных отложений в тектонических структурах Донецкого бассейна. — В кн.: Материалы по геологии Донецкого бассейна. М., «Недра», 1968, с. 3—11.
- Белюсов В. В.* Структурная геология. М., Изд-во МГУ, 1961. 207 с.
- Берон А. И., Чирков С. Е., Пожидаев Н. И.* О прочности мерзлых и талых бурых углей. М., 1972, с. 3—10. (Ин-т горного дела им. А. А. Скочинского. Научные сообщения. Вып. 92.)
- Бич Я. А.* Горные удары и методы их прогноза. М., изд. ЦНИЭИуголь, 1972. 101 с.
- Богомолов Ю. Г.* Некоторые вопросы геотермии и гидротермии Сибирской платформы. — В кн.: Региональная геотермия и распространение термальных вод в СССР. М., «Наука», 1967, с. 244—249.
- Бокй Б. В.* Горное дело. 3-е изд. М., Госгортехиздат, 1959. 863 с.
- Борже Е.* Новый сейсмический метод выявления сбросов и эрозии угольных пластов. — «Глюкауф», 1967, № 4, с. 20.
- Борщ-Компанец В. И., Мартынов Ю. В.* К вопросу устойчивости трещиноватой кровли. — «Горный журнал», 1963, № 1, с. 33—35.
- Братченко Б. Ф.* По ступеням прогресса. М., «Недра», 1976. 77 с.
- Буцик Ю. В., Демина В. А.* Особенности геотермии глубоких горизонтов юго-западной части Донбасса. — В кн.: Вопросы горного дела. М., «Недра», 1967, с. 167—181.
- Быков Л. Н.* Внезапные выбросы угля и газа в шахтах Урала. — «Уголь», 1946, № 1, с. 11—14.
- Верёда В. С.* К вопросу о трещинной и разрывной тектонике угленосных отложений в Донбассе. — «Докл. АН СССР», 1970, т. 190, № 6, с. 1419—1421.
- Верёда В. С., Юрченко Б. К., Суворцев В. Г.* О зональном проявлении газодинамических явлений в условиях угольных шахт Донбасса. М., 1967, с. 19—23. (Тезисы докл. III геол. совещ. по твердым горючим ископаемым в г. Ростове н/Д. 29 сентября 1967 г.)
- Гавлина Г. Б.* Термальные воды Сибири и Дальнего Востока. Юг Западной и Восточной Сибири (Алтае-Саянская горная область). — В кн.: Термальные воды СССР и вопросы их теплоэнергетического использования. Отв. ред. Ф. А. Макаренко. М., Изд-во АН СССР, 1963, с. 191—205.
- Гавлина Г. Б.* О геотермических особенностях межгорных впадин юга Сибири и Дальнего Востока. — В кн.: Региональная геотермия и распространение термальных вод в СССР. М., «Наука», 1967, с. 252—265.
- Газоносность углей и вмещающих пород.* — В кн.: Методика разведки угольных месторождений Донецкого бассейна. М., «Недра», 1972, с. 131—143. Авт.: Б. М. Қосенко, И. Г. Кондратюк, В. Е. Забигаило, Г. П. Яновская.

- Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР.* Т. 1. М., Госгеолтехиздат, 1963. 1210 с., Т. 2. М., Госгеолтехиздат, 1962. 569 с., Т. 3. М., «Недра», 1965. 491 с., Т. 4. 1967. 476 с., Т. 5. 1973. Кн. 1. 720 с. Кн. 2. 432 с., Т. 6. 1968. 599 с., Т. 7. 1969. 912 с., Т. 8. 1964. 790 с., Т. 9. 1973. Кн. 1. 691 с. Кн. 2. 399 с., Т. 10. М., Госгеолтехиздат, 1962. 403 с., Т. 11. М., «Недра», 1968. 607 с.
- Гзовский М. В.* Основные вопросы классификации тектонических разрывов. — «Советская геология», 1954, № 41, с. 131—169.
- Гзовский М. В.* Основные вопросы тектонофизики и тектоники Байджансайского антиклинория. М., Изд-во АН СССР, 1963. 544 с.
- Гинзбург А. И.* Петрографическая характеристика сапропелевых углей. — «Советская геология», 1962, № 8, с. 62—78.
- Голицын М. В.* Об «импульсе метаморфизма» и использовании его при поисково-съёмочных работах. Караганда, 1969, с. 11—14. (Тезисы докл. III науч.-техн. конф.)
- Деннис Дж.* Международный словарь английских тектонических терминов. М., «Мир», 1971. 287 с.
- Дзидзигури А. А., Ониани Ш. И., Лацабидзе Т. О.* Вопросы геотермии Ткибули-Шаорского каменноугольного месторождения. Тбилиси, «Мецниереба», 1967. 154 с.
- Добронравов В. Ф.* Поля метаморфизма углей, как выражение палеогеотермических условий их формирования (на примере Ольжерасского месторождения Кузбасса). Автореф. канд. дис. ИГИРГИ. 1969. 38 с.
- Древновская М. В., Игнатьев В. И.* Угольная промышленность капиталистических стран в 1965—1971 гг. М., изд. ЦНИЭИуголь, 1973, 44 с.
- Дубинский А. Я.* Геотермический режим Предкавказья и соседних районов Восточного Донбасса. — «Советская геология», 1955, № 4, с. 82—99.
- Ежов Ю. А.* Геотермические условия Кизеловского и Чусовского угленосных районов. — «Труды УФ АН СССР», 1971, вып. 76, с. 207—214.
- Жевасо В. С.* Термальные воды Средней Азии и Казахстана. — В кн.: Термальные воды СССР и вопросы их теплоэнергетического использования. М., «Изд-во АН СССР», 1963, с. 145—163.
- Железнова Н. Г., Матвеев А. К.* Мировые запасы углей. — «Советская геология», 1973, № 1, с. 76—85.
- Забродин А. С.* Об оценке нарушенности угольных пластов. — В кн.: Геология угольных месторождений. Т. 1. М., «Наука», 1969, с. 196—200. (Материалы III Всесоюз. совещ. по твердым горючим ископаемым.)
- Запасы углей СССР.* Ред. М. М. Пригоровский. Л.—М., ОНТИ НКТП СССР, 1937. 89 с.
- Зеленкевич А. А.* Термальные воды Сибири и Дальнего Востока. Районы Северо-Востока СССР. — В кн.: Термальные воды СССР и вопросы их теплоэнергетического использования. М., Изд-во АН СССР, 1963, с. 205—215.
- Землетрясения в СССР в 1966 году.* М., «Наука», 1970. 266 с. (АН СССР. Ин-т физики Земли им. О. Ю. Шмидта.)
- Иванов Г. А.* Кливаж (отдельности) в углях и вмещающих породах и пути его практического использования. Л.—М., ГОНТИ, 1939, 106 с. (ЦНИГРИ. Труды. Вып. 110).
- Иванов Г. А.* Угленосные формации. Л., «Наука», 1967. 407 с.
- История геологического изучения угольных бассейнов СССР.* М., «Наука», 1976. 255 с.
- Калимов Ю. И., Разварин Д. Е., Зимаков Б. М.* Опыт управления газовыделением на выемочном участке. Сыктывкар, Кн. изд-во КОМИ АССР, 1972, с. 1—109.
- Каталог углей шахтопластов Кузнецкого бассейна по степени их склонности к самовозгоранию.* М., «Недра», 1966. 270 с.
- Кашпур Я. Н.* Геотермические наблюдения в юго-западной части Донецкого бассейна. — В кн.: Разработка угольных месторождений на больших глубинах. М., Углетехиздат, 1955, с. 246—257.
- Кашпур Я. Н.* К вопросу о геотермических аномалиях Донбасса. — «Докл. АН СССР», 1957, т. 116, № 3, с. 385—388.
- Кашпур Я. Н.* Геотермический режим Донецкого бассейна. — В кн.: Очерки по геологии Кузнецкого и Донецкого бассейнов. Л., «Недра», 1970, с. 393—403.
- Кашпур Я. Н., Захарьин А. Ф.* Геотермические условия юго-западной части Донбасса. М., Углетехиздат, 1958. 116 с.
- Ковалев В. Ф.* Гидрогеотермы Урала. — В кн.: Региональная геотермия и распространение термальных вод в СССР. М., «Наука», 1967, с. 60—63.
- Комаров В. Б., Григорьев Ю. В.* Научные методы борьбы с подземными пожарами на угольных шахтах. Л., изд. ЛГИ, 1968. 71 с.
- Коньков Г. А.* О связи новейших и современных тектонических движений с метаноносными и выбросоопасными зонами в условиях Донецкого бассейна. — «Докл. АН СССР», 1962, т. 143, № 3, с. 670—673.
- Кравцов А. И.* Геологические условия газоносности угольных, рудных и нерудных месторождений полезных ископаемых. М., «Недра», 1968. 331 с.

- Красковский С. А. Геотермические измерения в СССР (1828—1938). М.—Л., Изд-во АН СССР, 1941, 60 с. (Труды Комис. по геотермике.)
- Кратковский Л. Ф. Месторождения о. Сахалин. — В кн.: Геология угольных месторождений и маркшейдерское дело. М., Углетехиздат, 1957, с. 432—441.
- Крикунов Г. Н. Петрографический метод определения химической активности угля к самовозгоранию. — В кн.: Вопросы борьбы с газом, угольной пылью и подземными пожарами на шахтах Карагандинского бассейна. М., «Недра», 1966, с. 312—320.
- Крылов В. Ф., Ильин В. И., Устинов М. И. Опыт подготовки шахтных и выемочных полей Прокопьевско-Киселевского района Кузбасса. М., изд. ЦНИЭИуголь, 1971, 36 с.
- Куликов А. П. Совершенствование методов борьбы с внезапными выбросами угля и газа. М., «Недра», 1968, 63 с.
- Ласточкин В. А. К изменению состава газа угленосной толщи Челябинского бассейна с глубиной. — «Изв. высш. учеб. завед. Сер. Геология и разведка», 1972, № 6, с. 107—110.
- Лысак С. В. Термальные воды Юго-Восточной Сибири. — В кн.: Региональная геотермия и распространение термальных вод в СССР. М., «Наука», 1967, с. 238—243.
- Макаренко Ф. А. Карта распределения температуры в основании платформенного осадочного чехла территории СССР. — В кн.: Региональная геотермия и распространение термальных вод в СССР. М., «Наука», 1967, с. 26—29.
- Макаренко Ф. А., Покровский В. А. Термальные воды европейской части СССР. — В кн.: Термальные воды СССР и вопросы их теплоэнергетического использования. М., Изд-во АН СССР, 1963, с. 15—21.
- Малинин С. И. Геологические основы прогноза поведения пород в горных выработках по разведочным данным. М., «Недра», 1970, 192 с.
- Марулова Т. Х. Роль атомной энергетики в развитии энергетики СССР. — «Изв. высш. учеб. завед. Сер. Энергетика», 1971, № 12, с. 48—50.
- Матвеев А. К. Угленосные провинции и их распространение в СССР. — «Труды Лабор. геологии угля АН СССР», 1957, вып. VII, с. 5—11. (Материалы II угольного геол. совещ. М.—Л.)
- Методическое пособие по изучению инженерно-геологических условий месторождений полезных ископаемых, подлежащих разработке открытым способом. Л., изд. ВНИМИ, 1965, 122 с.
- Методы расчетов ресурсов товарного угля. Киев, изд. УкрНИИНТИ, 1971, 61 с. Авт.: М. А. Зурабов, Н. И. Малаховский, М. Я. Айзенберг и др.
- Микляев Е. И., Голодяев В. М. О классификации углов залегания угольных пластов. — «Уголь», 1971, № 6, с. 37—38.
- Миронов К. В. Геологические основы разведки угольных месторождений. М., «Недра», 1973, 316 с.
- Мясников Ю. Г., Исаев Ю. С. Сейсмическое просвечивание выемочных столбов. — В кн.: Технология добычи угля подземным способом. М., 1969, с. 93—95. (ЦНИЭИуголь. Реф. сб. № 10.)
- Ненашева Р. И. Опыт составления карт прогноза устойчивости кровли и почвы угольных пластов на примере Кузбасса. М., 1971, с. 1—5. (ВИЭМС. Экспресс-информация. № 4.)
- Орда В. Я. Геотермические исследования в Донецком бассейне. — В кн.: Материалы по геологии и разведке углей Донбасса. М., «Недра», 1969, с. 117—126.
- Ортзак В. Угольная промышленность ФРГ в 1972 г. — «Глюкауф», 1973, № 7, с. 60—71.
- Основные технико-экономические направления развития угольной промышленности СССР на 1971—1975 гг. Под ред. Л. Е. Графова. М., «Недра», 1972, 80 с.
- Основы геокриологии (мерзлотоведения). М., Изд-во АН СССР, 1959. Ч. 1 — 459 с. Ч. 2 — 365 с.
- Оценка роли ядерной энергетики в перспективном топливно-энергетическом балансе СССР. — «Атомная энергия», 1972, т. 32, вып. 3, с. 187—196. Авт.: А. А. Макаров, А. С. Макаров, А. Г. Вигдорчик и др.
- Пах Э. М. Геотермия как один из методов познания геологических явлений на угольных месторождениях Кузбасса. — В кн.: Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Томск, Изд-во Томск. гос. ун-та, 1968, с. 47—63.
- Петухов И. М. Горные удары на угольных шахтах. М., «Недра», 1972, 229 с.
- Погребнов Н. И. Размещение угленосных формаций в современных структурах земной коры на территории СССР. — «Советская геология», 1972, № 7, с. 3—18.
- Пугачев М. И. Распределение трещиноватости в зоне влияния крупных нарушений. — В кн.: Вопросы маркшейдерско-геологической службы. М., «Недра», 1968, с. 102—108. (Мос. горн. ин-т. Труды.)
- Пугачев М. И. Определение тектонической нарушенности шахтных полей. — В кн.: Вопросы маркшейдерско-геологической службы. М., «Недра», 1968, с. 109—122. (Мос. горн. ин-т. Труды.)
- Пузанов И. И. Шахтное строительство в зоне многолетнемерзлых грунтов. Л., «Недра», 1968, 148 с.

- Райхл Э. Каменноугольная промышленность США и перспективы ее развития. — «Глюокауф», 1973, № 3, с. 12—33.
- Резодубов Д. В. Закономерности температурного поля вечной мерзлоты на Воркуте. — «Труды Ин-та мерзлотоведения АН СССР», 1946, т. 1, с. 75—80.
- Реферат отчета по теме «Анализ и оценка достоверности данных разведки основных геолого-промышленных типов угольных месторождений». М., изд. ЛОПИ, 1970. 79 с. Авт.: Г. Ф. Бай-Балаев, В. М. Гудков, И. В. Дорохин и др.
- Родионов Н. Г. К вопросу о времени образования разрывных нарушений в Печорском угольном бассейне. — В кн.: Научно-техническая конференция Печорского бассейна. Воркута, изд. НТГО, 1970, с. 18—22.
- Романов А. И. Исследование метаноносности угольных пластов и газовыделения в горные выработки шахт Сучанского и Угловского бассейнов. Автореф. канд. дис. Кемерово, Кузбас. политех. ин-т, 1972. 20 с.
- Сарычев Р. А. Исследование основных параметров теплового режима ряда глубоких шахт и рудников Кавказа. Автореф. канд. дис. Днепропетровск, Горн. ин-т, 1966. 20 с.
- Свержевский В. Л. Физико-механические свойства пород карбона Донецкого бассейна. М., 1967, с. 61—63. (Тезисы докл. III геол. совещ. по твердым горючим ископаемым в г. Ростове н/Д. 29 сентября 1967 г.)
- Сдвигение горных пород при подземной разработке угольных и сланцевых месторождений. М., «Недра», 1970. 224 с. Авт.: А. Г. Акимов, В. Н. Земисев, Н. Н. Кацнельсон и др.
- Скочинский А. А., Огиевский В. М. Рудничные пожары. М., Углетехиздат, 1954. 388 с.
- Страхов Н. М. К геологии метана в угленосной толще Донецкого бассейна. — «Бюлл. МОИП. Отд. геол.», 1940, т. XVIII, с. 83—110.
- Твердохлебов В. Ф. О роли траппового магматизма в формировании структур каменноугольных месторождений в Норильском районе. — «Изв. высш. учеб. завед., Геология и разведка», 1969, № 4, с. 101—109.
- Тектоническая карта Евразии. Масштаб 1 : 5 000 000. Под ред. А. Л. Яншина. М., Изд-во ГУГК МГ СССР, 1966.
- Тектоническая карта СССР. Масштаб 1 : 2 500 000. Под ред. Т. Н. Спичарского. М., Изд-во ГУГК МГ СССР, 1964.
- Тетяев М. М. Основы геотектоники. Л.—М., Изд-во ОНТИ НКТП, глав. ред. геол.-развед. и геофиз. лит., 1934. 288 с.
- Угольная промышленность США. — «Уголь», 1976, № 10, с. 68—74.
- Угольная промышленность. Экспресс-информация. 1973, № 1, с. 3—14; № 2, с. 1—14; № 23, с. 1; № 32, с. 1—2.
- Угольные месторождения для разработки открытым способом. М., «Недра», 1971. 312 с. Авт.: К. К. Кузнецов, А. И. Ястребов, Е. А. Давыдова и др.
- Череминский Г. А. Результаты геотермических исследований в Сибири. — В кн.: Проблемы геотермии и практического использования тепла Земли. Т. 1. М., Изд-во АН СССР, 1959, с. 246—254.
- Шабаров Н. В., Тыжнов А. В. Запасы углей и горючих сланцев. М., «Недра», 1958. 175 с.
- Штейн М. А. Термальные воды Сахалина и вопросы их использования. — В кн.: Региональная геотермия и распространение термальных вод в СССР. М., «Наука», 1967, с. 274—280.
- Щербань А. Н., Кремнев О. А. Научные основы расчета и регулирования теплового режима глубоких шахт. Т. 1, Киев, Изд-во АН УССР, 1959. 430 с.
- Энергетика СССР в 1971—1975 годах. Под ред. А. С. Павленко и А. М. Некрасова. М., «Энергия», 1972. 264 с. Авт.: А. С. Павленко, Е. О. Штейнгаус, Б. Ф. Селиверстов и др.
- Энергетическое топливо СССР (Ископаемые угли, горючие сланцы, торф, мазут и горючий природный газ). Справочник под ред. Т. А. Зикеева. М., «Энергия», 1968. 111 с.
- Яровой И. М., Масленко Н. К., Бессчастный А. В. Исследование метаноносности пластов и фактической метанообильности горных выработок на действующих и строящихся шахтах Западного Донбасса. М., 1969, с. 119—123. (ЦИНИУголь. Реф. сб. № 11—12.)

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	5
Добыча угля (В. С. Борисов)	7
Роль угля в топливно-энергетическом балансе СССР	7
Развитие добычи угля в СССР	10
Географическое распределение районов добычи угля в СССР	12
Характеристика современного состояния добычи угля	13
Марочный состав добываемого угля	18
Сопоставление угледобычи в СССР и зарубежных странах	20
Основные технико-экономические направления развития угольной промышленности СССР	24
Запасы угля и горючих сланцев СССР (И. И. Молчанов, А. В. Тыжнов)	27
Общие сведения	27
Распределение запасов по бассейнам, угленосным площадям, районам и их изученность	30
Распределение запасов по глубине залегания и мощности пластов	34
Распределение запасов по качественным показателям угля	36
Запасы коксующихся углей	42
Запасы угля на месторождениях, благоприятных для открытой добычи	44
Общие ресурсы угля в пересчете на условное топливо	46
Распределение запасов угля по возрасту	47
Сопоставление запасов угля СССР и зарубежных стран	50
Геологические запасы горючих сланцев СССР	52
Петрографические особенности углей СССР (И. И. Аммосов, Н. П. Гречишников, И. В. Еремин)	55
Качество углей СССР (Н. Г. Железнова, Г. С. Калмыков, В. Р. Клер, К. В. Миرون, В. Я. Посыльный, А. В. Тыжнов)	65
Классификация углей	65
Характеристика качества углей и горючих сланцев СССР	70
Редкие элементы и цветные металлы в углях	89
Тектоника угольных месторождений СССР (Е. В. Терентьев)	94
Общие понятия о структурных формах, некоторые вопросы терминологии и классификации	94
Пликативные структуры	109
Морфологические типы структур	109
Структуры конседиментационные (синформационные)	110
Структуры постседиментационные (постформационные)	113
Тектонические разрывы угленосных отложений	134
Морфология, положение и структурное значение тектонических разрывов класса очень крупных и крупных	137
Системы тектонических разрывов	141
Особенности разрывов основных структурно-тектонических групп бассейнов	146
Соотношения складчатых и разрывных структур. Тектоническая зональность бассейнов	149
Тектонические структуры угленосных отложений и магматические породы	155
Тектоническое строение и геолого-промышленная оценка угольных месторождений	159

Стр.

Горно-геологические условия разработки угольных месторождений (В. И. Горбушин, Е. В. Терентьев)	163
Физико-механические свойства пород и углей и их устойчивость в горных выработках	163
Малоамплитудные тектонические разрывы	174
Трещиноватость угля и пород	179
Наклон (падение) пластов	185
Пыленосность и пневмоконизоопасность угля и горных пород	188
Самовозгорание угля	190
Горные удары	192
Внезапные выбросы угля и газа	196
Многолетняя мерзлота	198
Сейсмические явления	201
Газоносность угленосных отложений СССР (А. И. Кравцов)	202
Девонский этап углеобразования	202
Карбоновый этап углеобразования	202
Пермский этап углеобразования	213
Триасовый этап углеобразования	219
Нижне-среднеюрский этап углеобразования	221
Мел-палеогеновый этап углеобразования	223
Геотермические условия угольных месторождений (Я. Н. Кашпур)	230
Заключение (Главная редакция)	241
Список литературы	254
Приложение: Обзорная карта угольных бассейнов и месторождений СССР (с указанием марочного состава) М 1:7 500 000	

ИБ № 2402

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЯ
И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ СССР

ТОМ 12

Общие данные по угольным бассейнам
и месторождениям СССР

Редактор издательства *В. А. Бурмистров*
Техн. редакторы *В. Л. Прозоровская, А. Г. Иванова*
Корректор *В. И. Ионкина*

Сдано в набор 27.05.77

Подписано в печать 19.01.78 Т-02725
Формат 70×108^{1/16} Бумага № 1 и картограф.
Гарнитура литер. Печать высокая Печ. л. 20,25 с 2 вкл.
Усл. п. л. 28,35 Уч.-изд. л. 26,62 Тираж 1200 экз.
Заказ 472/12249—4 Цена 4 р. 60 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19
Ленинградская картографическая фабрика
объединения «Аэрогеология»

2475

HEIDA