



А. И. КРАВЦОВ, Н. И. ПОГРЕБНОВ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ГОРЮЧИХ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ



А. И. КРАВЦОВ, Н. И. ПОГРЕБНОВ

553.9

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГОРЮЧИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР
в качестве учебного пособия
для учащихся геологоразведочных техникумов

1366



МОСКВА «НЕДРА» 1975



Кравцов А. И., Погребнов Н. И. Месторождения горючих полезных ископаемых. Учебное пособие. М., «Недра», 1975, 149 с.

Книга состоит из двух частей: генетической и региональной.

В первой части кратко освещены вопросы происхождения и классификации горючих полезных ископаемых. Во второй части дано краткое описание геологии и закономерностей размещения основных месторождений горючих полезных ископаемых (твердых, жидких и газообразных). Используются материалы исследований авторов и обширный фактический материал, взятый из различных литературных источников.

Учебное пособие рассчитано на учащихся геологоразведочных техникумов и может быть также использовано инженерно-техническими работниками соответствующих специальностей.

Табл. 14, ил. 38, список лит. — 45 назв.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В осуществлении исторических решений XXIV съезда КПСС по созданию материально-технической базы коммунизма исключительно большая роль принадлежит топливно-минеральным ресурсам, так как они являются основой развития всех других отраслей промышленного производства. В Программе КПСС указано, что топливо наряду с металлом является фундаментом современной промышленности.

Горючее полезное ископаемое — это минеральное вещество, извлекаемое из недр земли в массовом количестве и используемое в сыром или переработанном виде как энергетическое топливо или служащее сырьем для металлургической и химической промышленности.

Среди горючих полезных ископаемых выделяются ископаемые угли, горючие сланцы, торф, нефть и газ.

Настоящая книга подготовлена по заданию Министерства геологии СССР и является учебным пособием по общему курсу месторождений горючих полезных ископаемых — твердых, жидких и газообразных в объеме программы техникумов.

Первая часть учебника написана А. И. Кравцовым. Во второй части главы IV, V, VI, VII написаны Н. И. Погребновым, а главы VIII, IX, X — А. И. Кравцовым.

В первой части изложены основные сведения о горючих ископаемых, во второй — закономерности размещения горючих полезных ископаемых (твердых, жидких и газообразных) и дано описание геологического строения основных месторождений СССР и зарубежных стран.

Авторы с большой признательностью примут все критические замечания и пожелания, касающиеся данной книги.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

Основные сведения о горючих полезных ископаемых

ГЛАВА I

ОБЩИЙ ОБЗОР

§ 1. ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРОИСХОЖДЕНИИ ГОРЮЧИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Горючие полезные ископаемые иногда называют каустобиолитами. Слово каустобиолиты (от греческих слов: *kausto* — горючий, *bios* — жизнь, *litos* — камень) введено в науку немецким палеоботаником Г. Потонье. В буквальном переводе термин «каустобиолиты» указывает на органическое происхождение всех горючих горных пород. В эту группу входят: бурые и каменные угли, горючие и углистые сланцы, нефть и горючие газы.

Если для углей доказано органическое и преимущественно растительное происхождение, то для нефти одним из самых трудных является вопрос об исходном материале и путях его преобразования. До сих пор еще никто не предложил схемы химического преобразования органического исходного материала в углеводородные смеси и нет экспериментальных данных, освещающих этот процесс с достаточной достоверностью и учетом геологически вероятных условий. Все это порождает различные варианты органического и неорганического происхождения нефти.

Пока не имеется достаточно данных для общей генетической классификации горючих ископаемых, несмотря на имеющиеся попытки ее создания. В настоящее время такое подразделение можно установить лишь по формальным или физическим признакам, разделяя горючие ископаемые на три основные группы: твердые — ископаемые угли, горючие сланцы, озокериты, пиробитумы и др.; жидкие — нефть, конденсат; газообразные — горючие газы.

Вопрос о происхождении горючих ископаемых имеет большое научное и практическое значение. В своей работе «Учение о нефти» И. М. Губкин писал, что теоретическое значение вопроса о происхождении нефти состоит в том, что правильное его разрешение дает нам истинное представление о протекавших в земной коре процессах, в результате которых возникла нефть как мине-

ральное тело и образовались в конечном счете ее залежи; оно удовлетворяет нашему стремлению к познанию природы и установлению закономерной связи между происходящими в ней явлениями в процессе их непрерывного развития, знакомит нас на конкретном примере с одной из струй единого великого притока диалектического развития природы и устраняет, таким образом, ряд ложных представлений, имеющих порой характер фантастических выдумок. Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, будем знакомы со всеми структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти и получим из всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку. Разнообразие условий формирования скоплений нефти и газа обуславливают и различную методику их поисков и разведки.

Рассматривая генезис того или иного полезного ископаемого, человек невольно ищет в окружающей природе условия, в которых и в настоящее время образуются подобные залежи. В многочисленных озерах и болотах отлагается торф. Поэтому вопрос о происхождении торфяников ни у кого не вызывает сомнений. С генезисом углей вопрос обстоит значительно сложнее. Нигде сейчас нельзя непосредственно наблюдать образование углей. Поэтому геолог обращается к геологическим условиям образования тех пород и толщ, в которых залегает это полезное ископаемое.

Генезис нефти и природных горючих газов еще сложнее. Нефть и природные горючие газы находятся в недрах в жидком или газообразном состоянии. При изменении термодинамических условий и других факторов в процессе преобразования вещества могут происходить многократные переходы из одной фазы в другую, что сопровождается физико-химическими преобразованиями, в результате которых появляются новые продукты, качественно отличающиеся от ранее существовавшего вещества. Кроме того, вещество, находящееся в жидкой или газообразной фазе, способно перемещаться в породах и, следовательно, может быть обнаружено не там, где происходило его образование. Все это свидетельствует о трудностях решения вопросов происхождения горючих ископаемых, особенно нефти и других битумов.

§ 2. КРУГОВОРОТ УГЛЕРОДА В ПРИРОДЕ

Геохимическая история углерода очень сложна и многое еще до сих пор остается не выясненным. Он входит в состав таких газов, как метан и углекислый газ, которые в больших количествах выносятся в атмосферу при биохимических, метаморфических, вулканических и других глубинных процессах. Попадая в атмосферу, метан быстро подвергается разложению (по-видимому, главным

образом под влиянием электрических разрядов). Образовавшийся, таким образом, углерод входит в качестве основного компонента в состав сложных органических соединений. В результате постоянного окисления содержащегося в организме углерода живые организмы получают необходимую для поддержания жизнеспособности энергию, следовательно, в процессе жизнедеятельности организмов значительная часть углерода снова возвращается в атмосферу в форме CO_2 .

В горючие ископаемые углерод попадает из животных и растительных организмов при их отмирании, заимствующего его в основном из атмосферы. Усвоение углерода из углекислоты воздуха совершается благодаря своеобразной способности к такой ассимиляции хлорофилла, т. е. зеленого вещества растения под воздействием солнечных лучей (фотосинтез). Реакция, которая при этом происходит ($\text{CO}_2 = \text{C} + \text{O}_2$), является реакцией эндотермической, требующей определенной затраты энергии. Растения используют солнечную энергию. Следовательно, фотосинтез — это процесс концентрирования углерода. Ежегодно зеленые растения связывают громадное количество углерода — около $1,5 \cdot 10^{11}$ т.

Часть органического вещества после отмирания организмов немедленно подвергается разложению бактериями с выделением при этом углерода в форме углекислого газа и метана. Другая часть органического вещества минерализуется, и тогда углерод переходит в состав минеральных соединений, среди которых наибольшим распространением пользуется кальцит. Попав в метаморфическую оболочку земной коры, минеральные соединения углерода при нагревании разлагаются, в результате чего образуются углекислый газ и частично метан, которые снова возвращают углерод в атмосферу, в которой содержание CO_2 равно 0,03%.

Циклический процесс круговорота в природе изображен на рис. 1. Конечно, это не просто круговорот по замкнутому кругу без существенного качественного изменения.

Переход элементов из газообразной в жидкую или твердую фазу и обратно является лишь частью общего процесса круговорота вещества в природе, имеющего очень большое геохимическое значение.

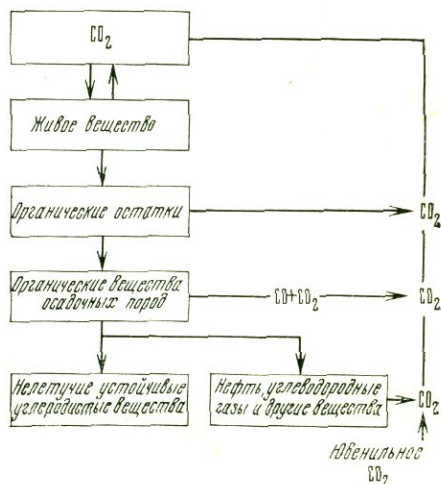


Рис. 1. Схема круговорота углерода в природе. По И. О. Броду.

§ 3. УСЛОВИЯ НАКОПЛЕНИЯ И ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ПРИРОДЕ

В зависимости от состава и характера горючей органической части горючие ископаемые могут быть подразделены на угли и битумы. Независимо от того, принадлежит ли горючая составная часть к углям или битумам, в ней всегда содержится определенное количество углерода. В свободном состоянии углерод встречается в природе в виде алмаза и графита. Значительно шире углерод распространен в различных соединениях. Он входит в состав углей, нефти и углеводородных газов.

Простейшей частью организма, содержащей биохимически связанный углерод, является клетка. Оболочка клетки состоит из клетчатки и относится к группе органических соединений, известных под названием углеводов. После гибели и последующего разложения растений (как высших, так и низших) и простейших организмов органические соединения вместе с минеральными веществами постепенно преобразуются в осадочные отложения; при этом могут образовываться угли и битумы. В связи с тем, что условия накопления и последующего преобразования органического материала в природе весьма различны, образующиеся горючие ископаемые также отличаются разнообразием, составляя между крайними своими членами — антрацитами (группа углей) и нефтями (группа битумов) — ряд переходных типов (табл. 1).

Таблица 1
Элементарный состав различных видов горючих ископаемых

Горючие ископаемые	С	Н	O+N+S	С:Н
Антрацит	95,0	2,0	3,0	47,5
Каменные угли	82,0	5,0	13,0	16,4
Бурый уголь	70,0	5,5	24,5	12,7
Торф	59,0	6,0	35,0	9,8
Асфальт	84,5	5,7	9,8	14,8
Нефть	86,0	11,7	2,5	7,5

Горючие ископаемые образуют как бы два ряда — угольный и нефтяной, в каждом из которых содержание кислорода постепенно уменьшается, а содержание углерода возрастает. В середине этих двух рядов (см. табл. 1) стоит торф. Состав его наиболее близок к составу растительных остатков. В конце ряда находится антрацит и нефть. Эти вещества почти одинаково бедны кислородом, но по содержанию водорода они резко отличаются друг от друга: его много в нефти и очень мало в антраците.

Еще в 1778 г. М. В. Ломоносовым была высказана гипотеза, получившая широкое признание под названием «Теории превращения». В ней говорилось, что торф, бурый и каменный уголь и антрацит произошли от одного и того же исходного материала

растительных остатков и представляют различные стадии превращения последних. В вопросе происхождения углей и нефтей до сих пор еще нет единого мнения. Если допустить, что исходный материал углей и нефтей был один и то же, то несомненно, что процессы превращения, которым он подвергался, резко различны.

Превращения растительного материала, приводящие к образованию углей, в основном достаточно изучены. Как бы глубоко ни происходило превращение вещества при образовании углей, последние частично сохраняют структуру исходного растительного материала и содержат форменные элементы (скопления спор, смоляных тел и т. д.). Ни в асфальтах, ни тем более в нефтях нет никаких «зримых» признаков исходного вещества.

В угле, как и в нефти, присутствуют битумы. Битумы встречаются в природе в виде газообразных, жидких и твердых веществ как в чистом виде, так и в смеси с другими минералами. В смеси с неорганическим материалом битумы образуют битуминозные породы (битуминозные известняки, песчаники и т. д.). Характерной особенностью твердых и жидких битумов, отличающих их от углей, является их способность растворяться в бензине, скипидаре, бензоле, хлороформе и сероуглероде. Углеводородные вещества, не растворимые в указанных жидкостях и обнаруживающиеся только при сильном прокаливании благодаря выделению при этом летучих веществ, называются пиробитумами (апроксолиты, шунгиты, альбертиты и др.). Пиробитумы в смеси с минеральными веществами образуют пиробитуминозные породы, к которым относятся битуминозные угли, различные горючие сланцы и тому подобные породы.

§ 4. ПРОИСХОЖДЕНИЕ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ ГУМУСОВОГО РЯДА

Ископаемый уголь представляет собой твердую горючую осадочную породу, образованную главным образом путем накопления остатков растений, содержащих некоторое количество минеральных примесей. Горючие сланцы состоят главным образом из водорослей и некоторого количества остатков животных организмов. Сланцы, как и уголь, являются органогенными осадочными горными породами.

В формировании углей выделяются две стадии, характеристика которых дана Ю. А. Жемчужниковым. Он считает, что первая стадия — это превращение растительного вещества в торф. Место действия — болото; время — тысячелетие в ту или иную геологическую эпоху; обстановка — земная поверхность.

Вторая стадия состоит из ряда последовательных фаз: превращение торфа (а не растений) в бурый уголь, бурого угля в каменный, последнего в антрацит, а иногда — в графит. Место действия — пласт горной породы, погребенной под толщей других пород; время — миллионы лет; обстановка — недра земли, все более и более глубокие. Здесь царит иная термодинамическая обстановка — повышенные давление и температура.

Уголь состоит из продуктов разложения и изменения растительных остатков, образовавшихся при отмирании деревьев, кустарников и других высших растений. Превращение исходного растительного материала происходит в начальной торфяной стадии при участии микроорганизмов и воды, а в последующих стадиях — в условиях давления окружающих пород и сравнительно высокой температуры. Процесс углефикации протекает после стадии образования гуминовых кислот, являющихся одной из основных составляющих органической массы торфа и неизменным компонентом бурых углей. В каменных углях гуминовые кислоты переходят в не растворимые в щелочах гумины. Впервые правильное научное объяснение происхождению угля путем обугливания торфа без доступа воздуха под влиянием влаги, давления вышележащих слоев и повышения температуры дал М. В. Ломоносов в 1763 г. в своем труде «О слоях земных».

Гуминовые кислоты образуют гуминовые вещества, представляющие собой аморфные образования от светло-бурого до темно-бурого цвета. В обезвоженном торфе они выполняют пространство между неразложившимся растительным веществом.

§ 5. ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

В настоящее время еще нет общепринятой генетической классификации горючих ископаемых, несмотря на имеющиеся многочисленные попытки в этом направлении. В геологической и специальной литературе описывается много различных классификационных схем горючих ископаемых.

По мере развития топливной и перерабатывающей промышленности развивалось и учение о горючих ископаемых, накапливались сведения об условиях их нахождения в природе, выявлялись физико-химические свойства.

В настоящее время наиболее надежным признаком, который может быть положен в основу общей классификации горючих ископаемых, является их элементарный состав, что впервые было использовано для классификации ископаемых углей. Однако при этом данные элементарного состава чаще всего служили иллюстрацией качества различных промышленных классов углей и лишь иногда на них основывались

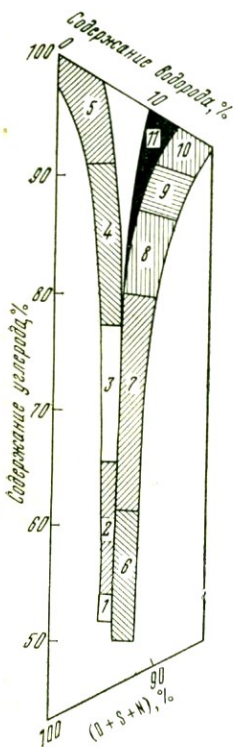


Рис. 2. Классификационная диаграмма горючих ископаемых. По А. Ф. Добрянскому

1 — древесина; 2 — торфы;
3 — бурые угли; 4 — каменные угли; 5 — антрациты;
6 — сапропели; 7 — сланцы;
8 — сапропелиты; 9 — асфальты;
10 — нефть; 11 — асфальтиты

генетические выводы. Этот второй подход должен быть признан безусловно правильным, так как составляющие горючую массу химические элементы являются, как правило, сингенетичными элементами, унаследованными горючими ископаемыми от исходного вещества.

Приведем классификацию А. Ф. Добрянского, в основу которой положен элементарный состав в процентах. Эта классификация представлена в виде треугольной диаграммы, где на осях отложены углерод, водород и кислород (рис. 2). Горючие ископаемые располагаются в виде двух полос, имеющих на значительном протяжении линейный характер, одна из которых соответствует генезису гумусовых углей с переходом от древесины к антрациту, другая — генезису горючих битумного ряда от сапропелитов до нефти.

ГЛАВА II

ТВЕРДЫЕ ГОРЮЧИЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

§ 6. ТОРФ

Основные сведения. Торф — органическая горная порода, содержащая не более 50% минеральных веществ от абсолютно сухого вещества торфа, образовавшаяся в результате отмирания и неполного распада болотных растений в условиях повышенной влажности и затрудненного доступа воздуха, не подвергшаяся изменениям под воздействием больших температур и давлений. По внешнему виду торф в естественном состоянии представляет собой более или менее однородную по составу и окраске массу серого или коричневого цвета различных оттенков. Естественная влажность его 86—95%. Сухое вещество торфа в основном состоит из непольностью разложившихся растительных остатков, продуктов разложения растительных тканей в виде потерявшего клеточную структуру темного аморфного вещества (гумуса) и минеральных веществ.

В зависимости от характера питающих вод различна и растительность торфяника: при преимущественно атмосферном питании произрастают растения так называемого верхового типа, не требующие богатого минерального питания, например сосна, пушица, сфагновые мхи; при грунтовом и речном — растения так называемого низинного типа, нуждающиеся в большом количестве минеральных солей, например береза, ольха, осоки, зеленые мхи. Отсюда торфы, сложенные в основном низинной растительностью, называются низинными. Эти же названия — верховой и низинный — присвоены двум основным типам торфяной залежи в зависимости от преобладания в них торфов того или иного типа.

Накопление растительного материала в сущности и происходит в результате постепенного зарастания водоема различными рас-

тительными сообществами. В дальнейшем с уменьшением воды на поверхности такого торфяного болота развиваются мхи, способные к существованию за счет влаги атмосферных осадков. Одновременно с зарастанием болота травянистой растительностью с берегов начинается продвижение и древесная растительность (ольха, береза). Отдельные стадии зарастания озерного водоема видны на рис. 3. В I стадии в центре озера развивается планктон

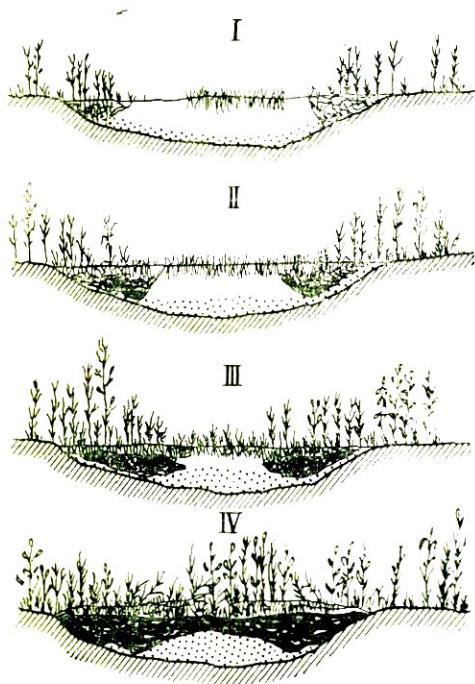


Рис. 3. Схематическое изображение четырех стадий зарастания озера сапропелевыми накоплениями и зарастание его прибрежной или водной растительностью. По Шмитцу

водорослей, образующий слой сапропеля, во II происходит увеличение накопления сапропеля и образование торфа в береговой зоне, в III — дальнейшее торфообразование в более глубоких частях озера и наступление с берега древесных пород, в IV — полное зарастание озера и переход его в торфяное болото. Мощность торфяного слоя достигает 4—5, редко 25 м.

Торфяная залежь — закономерное вертикальное сочетание отдельных видов торфа от поверхности до минерального грунта или подстилающих озерных отложений при достаточном для практических целей горизонтальном протяжении.

Торфяное месторождение — обычно образуется на месте болота, в котором торфяная свита имеет достаточную производственную мощность. Понятие «торфяное месторождение» охватывает не только

ко торфяной пласт как таковой, а все природное образование, состоящее из растительного покрова и торфяной залежи и имеющее сложную историю развития в связи с гидрогеологическими условиями залегающими на фоне изменений климата.

Растения-торфообразователи. Растительность болот по видовому составу довольно богата. Одни виды доминируют в растительном покрове, иногда почти совершенно вытесняя другие и покрывая участки болота сплошным ковром (мхи, осоки и др.); эти растения принимают преимущественное участие и в сложении торфяных толщ. Другие виды встречаются на болоте часто, но единичными экземплярами. Они интересны как индикаторы среды,

и нахождение их остатков в торфе указывает на первичные условия отложения торфа. Все растения-торфообразователи в условиях повышенной влажности болота не подвергаются полному распаду и в полуразрушенном состоянии переходят в торф. В анаэробных условиях они более или менее сохраняют особенности своего анатомического строения.

Одним из существенно важных качественных показателей торфа как топлива является его теплота сгорания. В сравнении с другими твердыми горючими ископаемыми торф по теплоте сгорания органической массы занимает промежуточное положение между древесиной и бурыми углями (табл. 2).

Таблица 2

Теплота сгорания органической массы твердого топлива

Род топлива	Состав органической массы			Теплота сгорания органической массы Q_G^r , ккал/кг
	С	Н	О+Н	
Древесина	50	6	44	4500
Торф малой степени разложения	55	6	39	5000
Торф высокой степени разложения	60	5,5	34,5	5700
Бурый уголь	70	5	25	6200
Каменный уголь	83	5	12	7900
Антрацит	96	2	24	8400

Стратиграфия торфяных залежей. Торфы различных видов, напластовываясь один над другим более или менее резко ограниченными слоями различной мощности, образуют ту свиту торфяных отложений, которую называют торфяной залежью. Строение (стратиграфия) торфяной залежи отличается большей или меньшей сложностью: одни залежи на всю глубину сложены торфом одного вида или хотя бы одного типа — слою торфа различных видов, а иногда и типы закономерно сменяются одни другими. Поскольку торфы различных типов и видов с точки зрения их использования качественно различны, без знания стратиграфии торфяных залежей нельзя проектировать организацию торфяных предприятий и эксплуатацию торфяных месторождений.

Кроме практического значения, изучение стратиграфии торфяных залежей имеет и большой научный интерес. Стратиграфия каждого торфяника — это летопись не только его развития, но и изменений климата. На возникновение и формирование торфяных месторождений влияет целый комплекс условий, причем ведущая роль принадлежит геоморфологическому фактору, о чем свидетельствует приуроченность торфяников к определенным геологическим районам.

**§ 7. ОСНОВНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕЙ.
 НАКОПЛЕНИЕ РАСТИТЕЛЬНОГО МАТЕРИАЛА,
 ЕГО СОСТАВ И УСЛОВИЯ ПРЕВРАЩЕНИЯ В УГОЛЬ**

Для образования углей необходимы растительный материал, определенные климатические условия и рельеф поверхности, а также соответствующие накоплению растительного материала биохимические, палеогеографические и геотектонические условия.

Растительный материал. В самых древних геологических образованиях органических веществ (особенно растительных) было мало и они были однообразными. В кембрийских отложениях, например, до сих пор из остатков наземной растительности найдены только споры. Естественно, что ископаемый уголь образован массовым накоплением остатков растительности. Поэтому до сих пор еще не найдены угли кембрийского или достоверно силурийского возраста.

Самый древний, определенно установленный возраст углей — нижнедевонский (примерно 300 млн. лет тому назад). Сюда относятся, например, угли Барзасского месторождения, находящегося в Сибири на р. Барзасс за северо-восточной границей Кузнецкого бассейна, угли Медвежьего острова в Баренцевом море и др.

Растительность развивалась во времени и в пространстве неравномерно. Различные ее виды сменялись в зависимости от смены геологических эпох и изменения климата.

Таблица 3
Смена растительности по геологическим периодам (по Д. А. Эпштейну)

Время от начала периода, млн. лет	Геологический период	Длительность периода, млн. лет	Название полихронной флоры
1	Четвертичный	1	Кайнофитная: покрытосемянные и хвойные
25	Неоген	25	Мезофитная: хвойные и сфагновые
70	Палеоген	45	
110	Меловой	40	Палеофитная: кордаиты
150	Юрский	40	
185	Триасовый	35	
225	Пермский	40	Лепидофиты
275	Каменноугольный	50	
310	Девонский	35	псилофиты

Из табл. 3 видно, что около 300 млн. лет назад появились псилофиты, или простейшие растения (без настоящих листьев и корней). К концу девона стали развиваться кустарники и небольшие деревья хвощей и плаунов. Однако пышного расцвета наземная растительность достигла только в каменноугольный период, примерно 275 млн. лет назад, когда на смену псилофитам пришли тайнобрачные: древовидные папоротники, огромных размеров хвощи

уновые каламиты (каламус — камыш, тростник), гигантские одендроны (чешуйчатые деревья) высотой до 40 м, сигил-толщиной до 2 м, корданты высотой более 40 м с линейными ями длиной до 1 м (рис. 4). Заселяя в огромных количествах пные берега прибрежно-морских и континентальных водое-эта растительность и являлась исходным материалом, из ого формировались угли таких бассейнов, как Донецкий, цкий, Карагандинский, Подмосковный и др.



Рис. 4. Растительность каменноугольного периода.

среди папоротников видны два больших лепидодендрона, левее их — молодой кор- в правом углу — побеги каламитов, за ними — круглый ствол сигиллярии, на втором — три прямые, как свечи, сигиллярии, вдали на пригорке — роща лепидодендронов

последующее время (пермская эпоха) — примерно 225 млн. назад появились хвойные, предшественниками которых служи-рданты. Широкого распространения достигла так называемая оптериевая флора. Гиганты каменноугольных лесов к этому ени почти вымерли. Начали распространяться саговниковые вья, похожие на пальмы.

ювая эпоха развития растительного мира относится к триасо-периоду (около 185 млн. лет). В это время широко распро-нялись папоротники, хвойные и другие растения. Из них обра-лись угли Богословского и Волчанского месторождений, наш-Елкинского угленосного района (Урал) и Челябинского ейна.

из растений юрского времени образовался уголь Тургайского, очно-Уральского и других бассейнов. Эти растения близки

к таким современным, как пальма, лилия, ива, береза, тополь, дуб, клен, платан, лавр, фикус, виноградник и др.

На протяжении многих геологических периодов, прошедших с появления органической жизни, на земле неоднократно возникали особо благоприятные условия для развития растительного мира. Такие условия существовали в каменноугольный, пермский, юрско-нижнемеловой, верхнемеловой, палеогеновый и неогеновый периоды, на долю которых и приходится основная масса запасов углей. Именно в эти периоды новые виды растений благодаря своей более высокой организации не только приспособлялись к новым условиям, но и достигали пышного расцвета.

Различают два типа накопления растительного материала: автохтонный и аллохтонный. Автохтонным (авто — сам, хтон — земля) накопление считается в том случае, когда основная масса материнского вещества угля в форме растительных остатков накапливалась на местах современного залегания твердых горючих ископаемых. Наглядное представление об условиях автохтонного накопления дают существующие ныне торфяные болота, образующиеся в результате зарастания наземными и водными растениями различных водоемов со стоячей и малоподвижной водой.

Подавляющее большинство угольных месторождений было образовано из торфяников именно автохтонным способом накопления растительных остатков. Это подтверждается многими признаками, главные из которых следующие: 1) наличие корневых остатков в почве угольных пластов; 2) почвы с обуглившимися корнями деревьев; 3) боковые корневые побеги ископаемых растений, встречающиеся в углях; 4) известковые почки (конкреции) чаще всего округлой формы, в которых содержатся минерализованные остатки растений в совершенной сохранности; 5) чистота угля, т. е. незначительное содержание в нем минеральных примесей; 6) постоянная мощность угольных пластов на больших протяжениях и др.

Существуют следующие разновидности автохтонии: 1) водная автохтония, когда остатки живших в воде растений и остатки животных накапливались на дне водоема, в котором они жили; причем вследствие движения воды в одних местах (например, в лагунах) может произойти более обширное накопление их, чем в других; 2) наземная автохтония, при которой растения, жившие на воздухе (на суше), превратились в уголь на месте их произрастания.

Аллохтонный (аллес — другой, чуждый, хтон — земля), или приносной, способ накопления — это такой тип накопления, при котором твердые продукты разложения растительного материала принесены извне. Перенос материнского вещества может совершаться ветром или водой. Реки часто переносят на большие расстояния стволы деревьев и другой растительный материал, который на участках с замедленным течением, в заводях, в широких устьях и дельтах задерживается и, оседая на дно, может давать значительные накопления. Легкие растительные остатки в виде

пыльцы, спор и семян могут переноситься ветром на очень большие расстояния. Признаки образования угольных месторождений аллохтонным способом в общем противоположны признакам автохтонного происхождения, однако имеются и такие признаки, которые прямо указывают на аллохтонное образование угольных пластов.

Следует иметь в виду, что каждый в отдельности из вышеприведенных признаков не всегда дает полное подтверждение истинного способа накопления растительного материала.

Различают два типа аллохтонии: 1) первичная — когда материнское вещество, перенесенное из других мест, на месте своего отложения превратилось в твердые горючие ископаемые; 2) вторичная — когда образовавшиеся твердые горючие ископаемые перенесены в другое место и снова отложены. В этом случае имеется, следовательно, как бы вторичное месторождение.

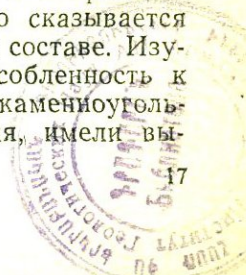
Стенки клетки, особенно в древесных растениях, обычно состоят из целлюлозы или клетчатки, пропитанной особым инкрустирующим веществом — лигнином. Клетчатка относится к углеводам и может быть выражена формулой $[C_6(H_2O)_5]_n$. Ее можно выделить путем растворения в аммиачном растворе окиси меди (реактив Швейцера), в остатке получается лигнин. Клетчатка легко гидролизует.

В растениях главное место по количеству принадлежит целлюлозе, затем — лигнину. Лигнин имеет сложный состав, причем различные растения имеют неодинаковый состав лигнина. В отличие от клетчатки лигнин является негидролизуемой частью, его можно выделить растворением или переводом в раствор остальных составных частей древесины.

Элементарный состав древесины любых растений почти одинаков: 49,8% углерода, 6,3% водорода, 44,2% кислорода. Состав целлюлозы в современных растениях довольно постоянен: около 44,44% углерода, 6,17% водорода и 49,39% кислорода. Лигнин состоит в среднем из 63,1% углерода, 5,9% водорода и 31,0% кислорода. Он более стоек, чем целлюлоза, не только в анаэробных (без доступа воздуха), но и в аэробных (с доступом воздуха) условиях.

Таким образом, гумусовые угли могут образоваться при соответствующих условиях как за счет лигнина, так и за счет клетчатки.

Климатические условия. Как было отмечено, для образования угольных бассейнов и месторождений требовалось предварительное накопление огромных масс остатков растительного материала. Вместе с тем основным условием для усиленного развития растительности как в настоящее время, так и в прошлом является благоприятный климат, влияние которого сказывается не только на росте растений, но и на их строении и составе. Изучение ископаемых растений показывает их приспособленность к климатическим условиям. Так, например, растения каменноугольного периода, давшие значительные угленакопления, имели вы-



сокий рост, толстые мягкие большие листья, обладали слабым развитием корневой системы. Годовые кольца у них отсутствовали. Эти данные и ряд других указывают на то, что они произрастали в условиях теплого влажного климата, который существовал в каменноугольный период. Примерно таким же был климат и в юрский период, и в начале палеогенового, во время которых также сформировались многие крупные угольные бассейны и месторождения.

Рельеф поверхности. Характер рельефа поверхности, в зависимости от которого находятся как климатические условия, так и условия произрастания растений и накопления их остатков, являются также важным фактором углеобразования. Накопление значительных количеств растительных остатков возможно только в областях пониженного рельефа с заболоченными площадями, наподобие современных торфяников. Такой равнинно-низинный рельеф особенно в прибрежно-морских условиях также благоприятствовал существованию влажного климата, а тем самым способствовал усиленному произрастанию и общему расцвету растительности.

Биохимические условия разложения органического (растительного) вещества. Из изложенного следует, что уголь образовался из растений, но не только это определяет его происхождение. Имеются и другие предпосылки, прежде всего биохимические.

Растения очень жизнеспособны. Лишь после их гибели начинается разложение, которое в аэробных (окислительных) условиях происходит быстро.

В природе непрерывно происходят два противоположных друг другу процесса. Один из них состоит в непрерывном росте и отложении растительного вещества за счет усвоения углекислоты из воздуха, другой — в уничтожении растительных веществ микроорганизмами и окислительными процессами. Накопление растительных остатков может происходить только в том случае, если оно идет быстрее их разрушения. Такой процесс происходит в торфяных болотах, где развитие и разложение растений происходит под водой. В этих условиях накопление растительных остатков происходит быстрее их разрушения.

В условиях повышенной влажности и стоячей воды отмершие растительные остатки, главным образом под влиянием микроорганизмов, которые могут существовать без доступа воздуха (так называемых анаэробных бактерий), превращаются в торф, представляющий собой смесь различных веществ — неразложившихся остатков, продуктов распада целлюлозы и лигнина и вновь образовавшихся органических соединений (гуминовых кислот, их солей, частично битумов и других продуктов). Превращение остатков высшей наземно-болотной растительности в торф является процессом биохимическим, без которого глубокое разложение растительных остатков не могло бы произойти.

Следует отметить, что в зависимости от гидрохимических условий из одного и того же исходного материала образуются

различные продукты его превращения. Основное влияние на формирование того или иного вида торфа, а в дальнейшем и получающегося из него угля, оказывает степень обводненности болот, застойный или проточный характер болотных вод, а также количество и состав минеральных веществ, приносимых в болото.

В обводненных болотах с застойными водами в условиях восстановительной среды растительные ткани претерпевают глубокое разложение (остудневают) и превращаются в коллоидное вещество — гель. Гелификация растительных тканей имеет различные стадии и выражается в степени сохранности структуры тканей. Высшая форма гелификации — превращение геля в золь — коллоидный раствор. В торфяной стадии образуются различные составные части углей, рассматриваемые ниже.

Различают четыре типа разложения растительного вещества, причем каждый из них определяется особыми условиями отложения остатков растений: тление, перегнивание, оторфянение и гниение (табл. 4).

Таблица 4

Схема разложения органических веществ

Процессы	Отношение к кислороду	Отношение к воде	Сущность процесса	Окончательные продукты	
Процессы, которым подвержены главным образом наземные и болотные растения	Тление	При свободном доступе кислорода	При наличии влаги	Полное окисление	Твердых углеродсодержащих продуктов не остается
	Перегнивание	При затрудненном доступе кислорода		Гумификация	Перегной
	Оторфянение	Сначала при свободном доступе кислорода, затем без кислорода	Вначале при наличии влаги, затем в застойной воде	Вначале гумификация, затем восстановление	Торф. Твердые соединения, богатые углеродом (гумусовые вещества)
Процессы, которым подвержены главным образом водные организмы	Гниение	Без доступа кислорода	В застойной воде	Восстановление, приводящее к битуминизации	Сапрпель. Твердые соединения, богатые водородом

Тление, происходящее при обильном доступе кислорода воздуха, является как бы медленным горением, в результате которого происходит полное окисление, и органические ткани при этом

уничтожаются, не оставляя твердых углеродистых соединений, а образуются газообразные соединения (пары воды, углекислый газ, сернистый газ, метан и пр.) и минеральное вещество — зола.

Перегнивание — неполное тление при недостаточном доступе воздуха, что обычно связано с присутствием влаги. В этом случае происходит неполное окисление, в результате создается перегной, содержащий твердые соединения, богатые кислородом. Это и есть гумусовые вещества.

Оторфьянение — неполное разложение растительных тканей в условиях болот при затрудненном доступе воздуха и большой влажности. Здесь также образуются гумусовые вещества, в состав которых входят гуминовые кислоты. В результате этого процесса создается органогенная горная порода — торф. От почвенных образований торф отличается малым содержанием неминеральных соединений, которых содержится в почве 50% по отношению к абсолютно сухой массе.

Гниение — это процесс разложения главным образом водорослей и простейших живых организмов в водной среде, при полной изоляции от доступа воздуха, что происходит преимущественно в застойных водоемах — озерах, лагунах и заливах. Это уже не окислительный, а восстановительный процесс, который ведет к образованию твердых продуктов, более богатых водородом. Если среди растительного материала преобладают водоросли, получается так называемый «гнилостный ил» — сапрпель, из которого потом может образоваться сапрпелевый уголь.

Существуют, однако, органические вещества, трудно поддающиеся разложению. К ним относятся, например, смолы, воск и др., которые после всех процессов разложения остаются мало измененными и из которых впоследствии образуются липтобиолиты. Сюда же можно отнести наиболее устойчивые ткани высших растений: споры, кутикулы, коровые ткани.

При тлении, перегнивании и оторфьянении главная роль принадлежит аэробным микроорганизмам, в процессе же гниения большую роль играют анаэробные бактерии, т. е. способные жить при отсутствии кислорода.

Гумусовые вещества, получающиеся в результате перегнивания, отличаются от тех, которые являются результатом гниения. Это различие тем более значительно, если исходный материал в обоих случаях неодинаков.

Планктон микроводорослей при отмирании падает на дно и, смешиваясь с глинистыми частицами, образует сапрпель — «гнилостный ил».

Палеогеографические условия. Палеогеографические условия играют важную роль в процессе формирования торфяных залежей. Они образуют среду, благоприятную для накопления и превращения растительных остатков. Выделяется несколько палеогеографических обстановок приспособления. В одних случаях это приморские низины, занятые речными долинами дряхлеющих рек, дельтами, озерами, болотами и нередко затопляемые мелководным

морем и лагунами; в других — континентальные равнины платформ или межгорные равнины (котловины) также с озерно-болотным ландшафтом (см. рис. 4).

Геотектонические условия. В угленакоплении важную роль играли геотектонические условия. Отрицательные движения земной коры создавали благоприятные физико-географические условия для накопления материнского вещества, приводили к захоронению торфа и превращению его в уголь. Угленакопление происходило в эпохи медленного и длительного погружения суши, на фоне которого протекали вертикальные движения.

Г. А. Иванов отмечает, что среди факторов, участвующих в процессе углеобразования, выделяются климатические (качественные) и геотектонические (количественные). К первым относятся климат и растительность, создающие в совокупности определенную ландшафтно-климатическую обстановку, которой определяются петрографический состав и другие особенности самого вещества угля.

Основным фактором, отражающим тектонические условия, является положение уровня грунтовых вод в торфянике, обусловленное неподвижным состоянием, опусканием или поднятием его относительно уровня вод в бассейне седиментации. Это определяет мощность, строение и протяженность пластов угля (их форму), как геологических тел. Следующим фактором, без которого невозможно торфообразование и последующее углеобразование, является гумидный климат, определяющий в свою очередь, третий фактор — наличие хорошо развитой торфообразующей растительности.

Но ни климат, ни рельеф, ни растительность, даже при самом благоприятном их сочетании, сами по себе не могут обеспечить углеобразования. В последнем случае обязательно должен участвовать геотектонический фактор — опускание, при наличии которого только и может осуществляться переход торфяника в ископаемое состояние и начаться углеобразование.

§ 8. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ УГЛЕЙ

Химические анализы служат основным методом изучения качества угля при разведке и разработке угольных месторождений. Проводятся они в химических лабораториях шахты, треста или комбината по образцам угля, поставляемым в эти лаборатории. При химических исследованиях в зависимости от их назначения проводятся технический и элементарный анализы.

Технический анализ. Цель технического анализа — выявить горючие части топлива. В его задачи входит определение влаги W , золы A , летучих веществ V^d , коксового остатка K^c , характеризующего спекаемость, и серы $S_{об}$. Влага и зола составляют негорючую часть угля (балласт топлива), остальные части образуют органическую горючую массу.

Влага ископаемого угля бывает общая или рабочая, состоящая из внешней и внутренней, или так называемой гигроскопической. Внешняя влага при лежании угля улетучивается в окружающий воздух, после чего уголь переходит в воздушно-сухое состояние. Внутренняя же (гигроскопическая) — удаляется (не полностью) только при нагревании угля до температуры 105°C . Абсолютно сухое топливо совершенно не содержит влаги. Его получают путем высушивания угля при температуре выше 105°C .

При технических анализах определяется влажность воздушно-сухой пробы, после чего делаются пересчеты на абсолютно сухое топливо, рабочее топливо, горючую массу.

Зола — смесь минеральных веществ, остающихся после сгорания всех горючих частей топлива. Вес золы не равен весу заключавшихся в топливе минеральных примесей. Считают, что он меньше на 5—10%. Например, в примесях из глинистых сланцев содержатся гидратизированные алюмосиликаты, которые отдают воду при высокой температуре сжигания топлива, примеси серного колчедана FeS_2 при сжигании угля образуют сернистый газ — SO_2 , находящийся в угле, гипс — $\text{Ca SO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ теряет при сжигании свою кристаллизационную воду.

Зола углей подразделяется на следующие формы: 1) внутренняя, так называемая конституционная, или растительная, связанная с веществом угля; при обогащении внутреннюю золу удалить почти невозможно; 2) внешняя (наносная), т. е. принесенная ветром или водой в период накопления растительного материала в торфяниках; она связана с органической массой механически и обычно состоит из мельчайших частиц глинистого вещества и кварца; 3) зола, полученная из прослоев пустой породы, обычно глинистого состава; 4) зола от пород и минеральных образований, заполняющих трещины в углях. Этот материал вторичного происхождения и может быть очень разнообразным по составу и форме — состоять из глинистых минералов, песка, гипса, сидерита и даже кристаллических пород; 5) зола, получаемая при разработке пласта угля от случайной примеси кусков породы из почвы или кровли.

Зольность углей является исключительно важным и нередко решающим качественным показателем, от которого зависит пригодность угля к использованию. Она колеблется в широких пределах: от 2—3 до 35—40% и более. Граница между углем и углестым сланцем условно принимается по содержанию золы выше 40%, иногда до 45%.

Значительное количество золы понижает теплоту сгорания топлива, требует лишних расходов на перевозку и излишнюю загрузку транспорта. Metallурги считают, что 1% золы увеличивает расход кокса в домне в среднем на 2—2,5% и уменьшает производительность печи примерно на 2%. В зависимости от состава зола углей используется в шлако-бетонном и цементном производстве, для выработки шамотных изделий, получения окиси алюминия.

В золе нередко содержатся значительные количества редких элементов. Так, например, в 1 т золы, получаемой после сжигания некоторых углей, содержится до 10 г серебра; около 1 г золота и 0,5 г платины, обнаруживаются также германий и ванадий, причем содержание германия в углях достигает от 0,002 до 1,0%, а ванадия — от 0,001 до 0,003%.

Наличие минеральных примесей в угле осложняет использование его для коксования. Удаление минеральных примесей называется обогащением и осуществляется сочетанием различных механических, а также физико-химических и химических процессов, приводящих к снижению зольности.

Теплота сгорания углей — это количество тепла, выделяемое при полном сгорании единицы их массы. Обычно за единицу массы считают 1 кг и количество тепла выражают в калориях. Чем выше теплота сгорания, тем лучше качество энергетических углей.

Теплота сгорания определяется на рабочее (Q^p) и абсолютно сухое топливо (Q^c), на аналитическую пробу угля (Q^a) и его горючую массу (Q^f). Теплоту сгорания можно определять как непосредственно экспериментальным путем с помощью специального калориметра (калориметрической бомбы), так и по результатам элементарного анализа по эмпирическим формулам. Одна из таких формул, предложенная Д. И. Менделеевым для жидких топлив, оказывается пригодной для твердых:

$$Q_{\text{высш}} = 81C + 300H - 26(O - S) \text{ ккал/кг,}$$

где $Q_{\text{высш}}$, C, H, O, S принимаются в процентах.

Исходя из предположения о том, что весь кислород топлива связывает только часть водорода, а тепло при горении может выделять лишь водород, не связанный с кислородом, Дюлонг предложил следующие формулы для расчета теплоты сгорания топлива:

$$Q_{\text{в}} = 80,8C + 345 \left(H - \frac{O}{8} \right) \text{ ккал/кг,}$$

$$Q_{\text{н}} = 80,8C + 291 \left(H - \frac{O}{8} \right) + 25S - 6,09W \text{ ккал/кг,}$$

где $Q_{\text{в}}$ — верхняя, а $Q_{\text{н}}$ — нижняя теплота сгорания.

По Фондрачеку:

$$Q_{\text{в}} = (89,1 - 0,062C')C + 70(H - 0,1 \cdot O) + 25S \text{ ккал/кг.}$$

Однако эти эмпирические формулы являются недостаточно точными.

Для бурых углей теплота сгорания обычно не превышает 4500 ккал/кг, для коксующихся составляет 8600—8700 ккал/кг, а для антрацитов 8200—8500 ккал/кг.

С ростом степени метаморфизма углей теплота сгорания вначале возрастает и достигает максимума у коксовых и отощенных спекающихся углей, а затем снижается к тощим углям и антра-

центам (рис. 5). Это объясняется тем, что у некоторых углей имеется благоприятное соотношение с углеродом и водородом. Теплота сгорания углей сапропелевого происхождения выше, чем гумусовых.

Для сопоставления разных видов топлива с точки зрения их ценности как источника тепловой энергии введено понятие об условном топливе, являющемся эталоном для сравнения полноценности топлива. В качестве такого эталона принято топливо с теплотой сгорания рабочей массы, равной 7000 ккал/кг.

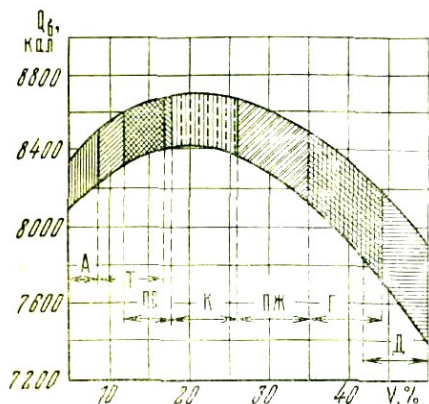


Рис. 5. Теплота сгорания различных марок донецких углей. По В. С. Крыму
 А — антрациты; Т — тощие угли; ПС — паровично-спекающиеся угли; К — коксовые угли; ПЖ — паровично-жирные угли; Г — газовые угли; Д — длиннопламенные угли

Летучие вещества (V^r) играют большую роль в качественной характеристике угля. Под летучими веществами принято понимать смесь газообразных и парообразных веществ, выделяющихся из угля в результате разложения органической массы при нагревании без доступа воздуха до 850°C . Содержание летучих обычно вычисляется на беззольный и беззолный уголь, на так называемую горючую массу.

Выход летучих веществ закономерно уменьшается с ростом степени их химической зрелости. Это особенно хорошо заметно при сопоставлении разных типов

каменных углей одного и того же месторождения или бассейна, например Донбасса. Поэтому показатель выхода летучих часто принимают в качестве одного из важнейших параметров при построении различных классификаций каменных углей.

Коксовый остаток (K^r), в котором содержится часть органического вещества и примеси, образующие золу, представляет собой твердый продукт, остающийся в тигле после удаления летучих веществ. Чтобы получить количество беззольного кокса и так называемого связанного углерода, нужно из веса коксового остатка вычесть вес золы.

По характеристике нелетучего остатка можно судить в первом приближении о спекаемости углей. Коксовый остаток может иметь вид порошка, тогда уголь называют *неспекающимся*. Он может быть представлен также целым куском, в таком случае его называют *коксовым корольком* и говорят, что уголь спекается. Степень спекания может быть разная: если в корольке различаются отдельные зерна или кусочки угля, более или менее сцементированные сплавленной массой, то корольек называют *слипшимся*, а уголь *плохо спекающимся*, если же получился сплошной однородный коксовый корольек, — то *спекшимся*, а

уголь — спекающимся. Слабо спекающийся уголь дает очень непрочный королек, при легком нажиме он рассыпается.

В зависимости от метаморфизма углей, а также от соотношения между витреновыми споровыми и фюзеновыми веществами спекаемость может изменяться в широких пределах. Она увеличивается при прочих равных условиях с увеличением в углях содержания витрена и экзин спор.

Сера входит в состав различных сернистых соединений (органическая, перитная и сульфатная сера), содержащихся в ископаемых углях, и не зависит от их природы и метаморфизма. Наличие сернистых соединений всегда следует учитывать при изучении генезиса углей. Оно оказывает настолько большое влияние на их свойства, что во многих случаях этот показатель является решающим при установлении пригодности углей для различных видов практического использования. Именно поэтому определение сернистости входит в число показателей технического анализа углей и является обязательным для их характеристики.

Первым важнейшим показателем сернистости углей является общее содержание серы (S_{000}), условно пересчитанное на сухое топливо в весовых процентах к анализируемым углям. При сгорании серы образуется сернистый газ SO_2 , который с водой образует серную кислоту, разъедающую стенки котлов. Наличие серы в коксе повышает расход руды и снижает производительность доменной печи.

Выделены следующие промышленные группы углей по сернистости:

I группа — малосернистые угли с содержанием серы от 0,5 до 1,5⁰/₀;

II группа — среднесернистые угли с содержанием серы от 1,6 до 2,5⁰/₀;

III группа — сернистые угли с содержанием серы от 2,6 до 4,0⁰/₀;

IV группа — высокосернистые угли с содержанием серы более 4,0⁰/₀.

Элементарный анализ производится для определения количественного соотношения (в процентах) элементарного состава органического вещества углей. При этом определяют содержание углерода, водорода, кислорода, азота и органической серы*. Иногда выясняют содержание фосфора, имеющего важное значение для установления качества коксующихся углей.

Углерод (С) определяет теплоту сгорания углей. Содержание его на органическую массу различно и зависит от степени обуглероживания. В бурых углях количество углерода составляет в среднем 60—76⁰/₀, в каменных — 75—91⁰/₀, в антрацитах — до 97⁰/₀.

* Вследствие ничтожного содержания органической серы она определяется очень редко.

Водород (H_2) повышает теплоту сгорания углей, так как при сгорании водорода выделяется тепла в 4,2 раза больше, чем при сгорании углерода. Содержание этого элемента снижается от бурых углей (4—6%) к антрацитам. В сапропелитах количество водорода достигает 7—9% и даже 11%.

Кислород (O_2) убывает от бурых углей (10—30%) к антрацитам, где его содержание всего 1—2%. В торфе кислорода содержится около 40%.

Азот (N_2) содержится в углях в количестве от 1 до 3% и заметно уменьшается по мере повышения степени углефикации. В гумусовых углях азота больше, чем в сапропелитах. В процессе коксования часть азота образует аммиак, используемый для изготовления нашатырного спирта, азотистых удобрений, азотной кислоты и других химических продуктов.

Сера (S) органическая, связанная с углем химически, входит в состав растений, из которых образовался уголь.

Фосфор (P) содержится в углях различных бассейнов и угольных пластов очень неравномерно (в донецких 0,01—0,02%, а в углях Кузбасса до 0,1%). Фосфор является очень вредной примесью в коксующихся углях, так как он из кокса полностью переходит в чугун и резко снижает его качество. Содержание фосфора в коксующихся углях не должно превышать 0,03%.

§ 9. ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЙ СОСТАВ УГЛЕЙ

Угольные пласты, за редким исключением, петрографически неоднородны и состоят из нескольких составных частей (ингредиентов), достаточно хорошо различимых невооруженным глазом. Детально петрографический состав изучается под микроскопом.

Бурые и слабометаморфизированные каменные угли (длиннопламенные и газовые), имеющие явную полосчатость, состоят из четырех макроингредиентов, различающихся по блеску: блестящий — витрен, полублестящий — кларен, полуматовый — дюрен и матовый — фюзен. Витрен и фюзен относятся к простым ингредиентам*, кларен и дюрен — к сложным. Терминология, предложенная английским ученым М. Стокс, принята от латинских слов: витрен (vitrus) — стеклянный, кларен (clarus) — светлый, дюрен (durus) — твердый, фюзен (fusus) — вытянутый. Термины блестящий, полублестящий, полуматовый, матовый и волокнистый применимы лишь при макроскопическом изучении, а названия компонентов углей — витрен, кларен, дюрен и фюзен — преимущественно при микроскопическом исследовании. Часто (но не всегда) эти понятия совпадают. Иногда, например, внешне блестящий уголь при рассмотрении под микроскопом оказывается не витреном, а клареном.

* Витрен и фюзен относятся как к макро-, так и к микрокомпонентам.

В зависимости от преобладания в строении угольных пластов тех или иных ингредиентов угли обычно и называются дюреновые (матовые), клареновые (блестящие), дуро-клареновые (полублестящие), кларо-дюреновые (полуматовые). Как правило, блестящие разновидности углей отличаются наименьшей зональностью. Дюрен загрязнен преимущественно глинистым материалом. Петрографическим составом бурых и каменных углей гумусового происхождения обусловлен и выход летучих веществ.

В одном и том же угле (буром или каменном) наибольший выход летучих веществ образуют споровые вещества и другие желтые форменные элементы (кутикула, смоляные тельца), а наименьший — фюзеновые вещества; витреновые вещества по этому показателю занимают промежуточные положения между споровыми и фюзеновыми.

С повышением степени метаморфизма углей количество летучих веществ уменьшается. В бурых летучие составляют 55—45%, в каменных — от 10 до 50%, в антрацитах — до 1—2%. Наиболее закономерно изменение их содержания наблюдается в ряду витренов: от 47% в витрене длиннопламенных углей до 1—4% в витрене антрацита. Процессы метаморфизма фюзеновых веществ от буроугольной до наиболее зрелой каменноугольной стадии относительно мало отражаются на степени их термоустойчивости, выраженной показателем выхода летучих веществ. Сапропелевые угли и липтобиолиты дают самый высокий выход летучих: 60—70% и даже 90%, так как эти угли содержат значительные количества разных форменных элементов, характерных наиболее высоким выходом летучих веществ.

Можно сделать общий вывод, что суммарный выход летучих веществ из петрографически неоднородных гумусовых углей и их микронингредиентов зависит не только от степени их метаморфизма, но также и не в меньшей мере от петрографического состава. Именно поэтому выход летучих не может всегда строго соответствовать степени химической зрелости углей и при сопоставлении углей нередко искажается.

§ 10. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА УГЛЕЙ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

При макроскопическом изучении углей обычно описываются их основные физические и механические свойства, устанавливаемые по внешнему виду, а также с помощью весьма простых приемов и несложных приспособлений. Макроскопически определяются цвет, блеск, удельный вес и плотность, твердость, хрупкость, излом и др. Сюда же следует присоединить отдельность и макроструктуру угля. Видимую текстуру угля также можно рассматривать в качестве физических свойств.

Плотность — важный показатель, имеющий значение для решения многих теоретических и практических вопросов. Он зависит от петрографического состава углей, степени их обуглеро-

живания (углефикации), количества и характера минеральных примесей, количества в них влаги и от природы углей. Удельный вес изменяется довольно заметно, в среднем, если взять угли одинаковой средней зольности, возрастает с повышением степени углефикации; у бурых углей он равен 0,8—1,25, у каменных—1,26—1,35, у антрацитов—от 1,36—1,50 до 1,65. Наименьший удельный вес у липтобиолитов.

Цвет углей обычно от бурого и темно-серого до черного. Бурый цвет или оттенок зависит от низкой степени углефикации и является характерным для бурых углей и сапропелитов; каменные угли имеют черный или темно-серый цвет, антрациты—черный с желтоватым, а иногда сероватым оттенком, некоторые антрациты темно-серый или серый. Различаются также угли и по цвету черты, оставляемой на фарфоровой неглазированной пластинке, а именно: бурые угли дают бурую черту, каменные—коричнево-черную или темно-серую и черную, антрациты—черную, сапропелиты—от желтой до бурой.

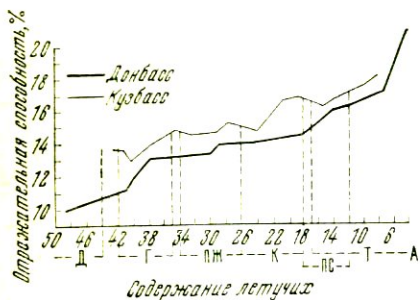


Рис. 6. Зависимость отражательной способности угля (по светоанализатору) от степени углефикации. По Л. И. Сарбеевой

Блеск (отражательная способность) углей является одним из самых характерных свойств углей. Различают оттенки блеска: смолистый (жирный), стеклянный, алмазный, шелковистый. Смолистый блеск у кларена, стеклянный—у витрена, шелковистый—у фюзена, матовый—у дюрена. Блеск усиливается по мере увеличения степени углефикации. Отражательная способность углей определяется обычно макроскопически путем сравнения серии образцов, а также фотометрами с графическим изображением результатов измерения (рис. 6).

Плотность (рыхлость) углей зависит главным образом от их петрографического состава и степени углефикации. От рыхлого торфа к антрациту плотность непрерывно возрастает. Наиболее плотным являются сапроколлиты и сапропелиты, наименее—фюзенолиты.

Твердость (мягкость) по шкале Мооса лежит в пределах 1—3 и повышается со степенью углефикации. Наименьшая твердость у углей марок ПЖ и К.

Хрупкость углей определяется по степени их сопротивления раздавливанию, истиранию и удару. Наиболее хрупкими являются фюзеновые, далее следуют витреновые и клареновые и наиболее стойкими являются дюреновые угли.

Излом углей может быть раковнистым, землистым, волокнистым, листоватым, занозистым, зернистым и неровным. Раковнис-

тый излом присущ сапропелевым и некоторым блестящим гумусовым углям, иногда антрацитам; зернистый (крупно- и мелкозернистый) наблюдается у каменных углей и антрацитов; землистый и неровный изломы встречаются у бурых углей.

Электропроводность углей повышается с понижением выхода летучих веществ и возрастанием содержания углерода.

Структура (строение) по вертикальному разрезу (т. е. по поверхности, перпендикулярной к наслоению угля) определяется формой и величиной составных частей и имеет очень важное значение для установления происхождения и качества угля. Различают структуру листоватую, характерную для кутикуловых липтобиолитов, полосчатую, линзовидную, штриховатую, типичную для гумусовых клареновых углей, зернистую — для дюреновых углей и богхедов, землистую — для третичных слабометаморфизованных бурых гумусовых углей (Днепровский, Южно-Уральский и другие бассейны) и однородную для сапроколлитов и вигренов.

Текстура (сложение) угля является чрезвычайно важным признаком, а самым важным и наглядным — слоистость, по которой угли подразделяются на слоистые и массивные неслоистые. Существует также промежуточный тип текстуры. Слоистая текстура связана с неравномерностью отложения угольного вещества и изменением условий отложения (слоистые пласты), вследствие чего произошла замена в большем или меньшем количестве растительного материала минеральными отложениями. Массивная текстура наблюдается у плотных матовых сапропелевых углей, а также у полубогхедов Подмосковского бассейна. Массивное сложение объясняется наличием однородных условий образования угля. Зернистая принадлежит матовым углям, например некоторым углям Кизеловского бассейна, о. Сахалин и др. Зернистость матового угля мелкая. Землистая присуща рыхлым бурым углям, например башкирским, украинским и др. Эти угли представлены порошкообразной массой, в которой наблюдаются отдельные куски угля, сохранившие древесное строение (лигниты) и включения пирита. Землистая текстура встречается также среди гумусовых сажистых окисленных углей Печорского бассейна, где наблюдается также плитчатая текстура, образовавшаяся в результате вторичных воздействий.

К физическим свойствам угля относится также **отдельность**. Это группа параллельных трещин в кусках угля, не совпадающих с первичной слоистостью. Наблюдаемые при макроскопическом изучении углей свойства их раскалываться по определенно ориентированным плоскостям приводят к получению своеобразных по геометрической форме кусков угля, называемых отдельностями. Отдельность может быть пластинчатой, призматической, кубической и глазковой, гребенчатой и пирамидальной. Различаются также отдельные конусовидные, чечевицеобразные, шаровые, осколочные (или брекчиевидные).

Кливаж — это система или ряд систем трещин в угле. Многие ископаемые угли разбиты системами эндогенных и экзогенных трещин. Эндогенные системы трещин обусловлены внутренними (первичными) причинами, а экзогенные — вызваны внешними (вторичными) силами, зависящими от тектонических процессов.

Наличие трещиноватости и отдельности в угольных пластах имеет важное значение при разработке углей.

§ 11. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ УГЛЕЙ

Кроме петрографических и химических исследований углей, в отдельных случаях проводят их технологическое изучение, т. е. изучение на пригодность и возможность использования в различных отраслях промышленности и народного хозяйства. В основном технологические исследования проводятся для установления способности коксования и полукоксования. С этой целью изучаются те угли, которые считают самостоятельно не коксующимися, но в смеси с другими могут давать металлургический кокс.

Технологическое изучение углей проводится также на способность их обогащаться, брикетироваться, на получение из них жидкого топлива или с целью их газификации. Для технологических исследований и испытаний, проводимых в заводских промышленных установках, требуется большое количество угля, которое отбирается по специальным заданиям.

§ 12. СТАДИЙНОСТЬ УГЛЕОБРАЗОВАНИЯ

При затруднительном доступе воздуха в условиях обильного обводнения остатков отмерших растений происходит образование торфов. В условиях ограниченного доступа кислорода под влиянием микроорганизмов происходит превращение различных химических соединений, входящих в состав отмерших растений, и последующий синтез продуктов распада. Дальнейшее преобразование этих новых веществ и обуславливает разнообразие видов ископаемых углей. Процесс углеобразования является единым и стадийным: от молодых образований — торфов до каменных углей и далее антрацитов.

Торфяная стадия. В большинстве случаев торфы представляют собой еще непогребенные материалы, накопление и процессы преобразования которых продолжаются в торфяных болотах и в настоящее время. Встречающиеся иногда в природе погребенные торфы могут занимать по ряду свойств промежуточное положение между более зрелыми торфами и менее зрелыми бурыми углями. Следовательно, торф можно относить к наименее зрелым и в химическом и в геологическом отношении видам твердых горючих ископаемых гумусовой породы, содержащей, по данным Всесоюзной конференции по болотному кадастру, не более 50% минеральных веществ.

По внешнему виду торф в естественном состоянии представляет собой относительно однородную по составу и окраске массу черного или коричневого цвета. Естественная его влажность 85—95%.

Буроугольная стадия. Следующей стадией углеобразовательного процесса является буроугольная. Отличие бурых углей от торфов заключается в более высокой степени превращения остатков отмерших растений и в большом обогащении их углеродом. В результате в составе бурых углей появляются новые, не обнаруженные в торфах вещества — темные аморфные нейтральные, образовавшиеся путем дальнейшего усложнения гумусовых кислот.

Угли по элементарному составу и содержанию летучих веществ (газообразных и жидких продуктов), а следовательно, по степени углефикации, разделяются на бурые, каменные и антрациты.

Бурые угли содержат меньшее количество углерода и повышенное — кислорода. Для бурых углей характерна бурая и очень редко черная черта, бурое окрашивание щелочи и густо-желтое до красновато-бурого окрашивание раствора азотной кислоты. Бурые угли часто имеют рыхлое сложение, их удельный вес изменяется от 0,8 до 1,35. Они легко выветриваются и характеризуются развитием энгенетических трещин.

Превращение бурых углей в каменные. Следующая, более высокая стадия — образование каменных углей. Для разграничения бурых и каменных углей пользуются такими физическими свойствами, как черта, окрашивание раствора едкой щелочи (KOH) и кипящего раствора разбавленной азотной кислотой.

Внешне каменные угли существенно отличаются от бурых. Цвет их обыкновенно черный; черта черная; удельный вес колеблется от 1,3 до 1,45, угли плотные. При повышении степени углефикации заметно меняется цвет и отражательная способность основной массы (под микроскопом), твердость, цвет и яркость люминесценции, а также химико-технологические свойства. Блеск углей служит одним из основных показателей степени углефикации.

Химико-технологические свойства каменных углей не только отличаются от свойств бурых, но и существенно разнятся между собой в пределах одной каменноугольной стадии, так как в ней встречаются угли различных генетических групп: гумусовые, сапропелевые и смешанного исходного материала, когда образуются гумусово-сапропелевые угли.

Антрацитовая стадия. Наиболее углефицированными являются антрациты. Антрацит — это высокометаморфизованный уголь, занимающий место между каменным углем и графитом. Цвет антрацита черный с желтоватым (золотистым), иногда с сероватым оттенком. Некоторые антрациты имеют подобно графиту серый цвет. Они почти всегда блестящие, сравнительно однород-

ные. Структура антрацитов плотная. Полосчатости, как правило, не наблюдается. Полосы могут проявляться лишь вследствие значительных скоплений фюзена или закономерного (полосчатого) распределения минерального вещества.

Удельный вес антрацита 1,4—1,7, твердость от 2 до 4. Выход летучих веществ менее 10%, водорода до 3%, углерода не менее 95%, азота менее 1%, температура воспламенения 500—600° С. Кокс порошковатый.

§ 13. МЕТАМОРФИЗМ УГЛЕЙ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

Процесс превращения торфа в бурый уголь называется диagenезом, процесс дальнейшего перехода бурого угля в каменные и далее в антрациты — метаморфизмом углей. Совокупность вторичных процессов, наложенных на дифференцированное в торфяном болоте вещество, приводящих к превращению этого вещества в торф, бурый и каменный уголь и антрацит, носит название обуглероживания, или углефикации.

В результате метаморфизма изменяются физико-химические свойства углей. Это изменение выражается в уменьшении в них влажности и летучих компонентов органической массы. Количество кислорода при этом закономерно уменьшается, а содержание углерода возрастает, в связи с чем такой процесс изменения угля и называется углефикацией, или обуглероживанием. Переход бурых углей в каменные связан с изменением их физических свойств. Они приобретают черный цвет, блеск и большую плотность. При дальнейшем обуглероживании каменные угли в свою очередь переходят в тощие, а затем в антрацит.

Различают три вида метаморфизма: региональный, или глубинный, связанный с погружением осадков на значительную глубину в область повышенных температур и давлений; контактовый, приуроченный к тепловым влияниям интрузивных или эффузивных масс, и динамометаморфизм, или дислокационный.

Региональный метаморфизм. Среди большинства исследователей установилось мнение, что наибольшее значение в процессе изменения ископаемых углей принадлежит региональному метаморфизму, связанному в обширных районах с опусканием угольных пластов в зоны более высоких температур.

Сущность регионального метаморфизма сводится к повышению степени метаморфизма с возрастанием стратиграфической глубины залегания угольных пластов*.

Для многих бассейнов СССР (Донбасс, Кузбасс, Караганда и др.) наблюдается, что в одном и том же бассейне угли, находящиеся примерно в одинаковых тектонических условиях, с увеличением стратиграфической глубины обедняются от пласта к

* Закономерность повышения степени метаморфизма со стратиграфической глубиной установлена Хильтом (Hielt, 1823) и носит название «Правила Хильта».

пласту летучими веществами и обогащаются углеродом. Иногда изменение выхода летучих настолько закономерно, что можно установить градиент этого изменения: на 100 м он колеблется в пределах от 1 до 2,3%. Так, например, в Донецком бассейне установлено падение выхода летучих веществ от 0,5 до 1,4% на каждые 100 м стратиграфической глубины, для Кузбасса — 1,45%. Изменение выхода летучих по правилу Хильта иногда нарушается различными факторами (большей или меньшей зольностью угля, его петрографическим составом, близостью тектонических нарушений и возможным выветриванием угля на неглубоких горизонтах).

Степень метаморфизма повышается постепенно. В ряде случаев кривая повышения степени метаморфизма, выраженная показателем выхода летучих веществ, принимает ломаный характер.

Угли с различной степенью метаморфизма распространяются по площади бассейнов при региональном метаморфизме зонально. Это связано с различной амплитудой погружения бассейна в отдельных его частях: ничтожной по периферии и очень большой в центральной части глубокого прогиба.

Степень метаморфизма углей по простиранию изменяется медленнее, чем по падению. При этом чем стратиграфически ниже располагаются пласты на борту крупной складчатой структуры, тем быстрее с глубиной (наклонной) происходит возрастание метаморфизма углей.

Контактный метаморфизм. Наиболее четко проявляется влияние температуры на изменение углей при соприкосновении с ними расплавленных масс. Многочисленные измерения температуры лав при излиянии дают в среднем около 1100°С, при колебаниях от 1050 до 1300°С. До выхода на дневную поверхность температура магмы еще выше. Под воздействием интрузий каменный уголь, как и вся осадочная толща, претерпевает ту или иную степень контактного метаморфизма, в зависимости от характера интрузивного тела и близости пласта к контакту. При крайней степени метаморфизма уголь переходит в графит, причем это наблюдается при непосредственном контакте угля с интрузивным телом на расстояние примерно не более 5—10 м от контакта. Несколько дальше от контакта уголь теряет некоторые количества летучих и переходит в тощие и антрацитовые угли. Возрастание выхода летучих веществ обычно идет постепенно по мере удаления от интрузивного тела.

Характерными примерами изменения углей под воздействием магматических образований могут служить некоторые месторождения Тунгусской угленосной площади, где каменные угли на расстоянии 5—10 м от интрузивного тела превращены в естественный кокс и графит с выходом летучих до 18% и антрацит, а в отдельных местах на расстоянии 200 м они переходят в тощий уголь.

Регионально-термальный метаморфизм — это такой метаморфизм, когда органическое вещество угля изменяется на большом

регионе под воздействием теплового потока от пластовых интрузивных тел на больших площадях. Регионально-термальний и контактный метаморфизм имеет очень важное практическое значение для некоторых угленосных районов Советского Союза (Тунгусская угленосная площадь и отчасти Сучанский угленосный бассейн). Поэтому изучению его должно быть уделено большое внимание.

Динамометаморфизм. При динамометаморфизме (дислокационном или тектоническом) гораздо большую роль играет давление и его влияние на изменение ископаемых углей в сторону большего или меньшего обуглероживания. Однако следует заметить, что здесь на уголь действует и повышение температуры. В сложных складчатых областях, создавшихся в результате смятия рыхлых отложений геосинклиналей, некоторые части этих образований вместе с подчиненными им угольными пластами прогибались на значительную глубину и не могли не испытать значительного повышения температуры, связанного с геотермией. Кроме того, складкообразовательные процессы, развивая огромное давление и создавая колоссальное передвижение масс горных пород, вызывали повышение температуры благодаря трению.

При метаморфизме происходит изменение и тех пород, среди которых залегают угли: пески переходят в песчаники и алевролиты, а глины — в аргиллиты и глинистые сланцы.

Правильные прогнозы в отношении отыскания углей нужного качества возможны только при совершенно отчетливом представлении законов метаморфизма углей под давлением различных геологических факторов. Следует заметить, что метаморфизирующие факторы в пределах угольных бассейнов не накладывают на породы того глубокого отпечатка, которым характеризуются типичные метаморфические породы, так как изменения проявляются здесь в сравнительно ничтожной степени.

По А. Т. Донабедову, фактический материал по Донбассу с исчерпывающей очевидностью доказывает, что угли бурые, длиннопламенные и газовые встречаются во вмещающих породах, средняя плотность которых 2,15—2,35. Угли более высоких степеней метаморфизма (в пределах марок Ж, К и ОС) — в породах со средней плотностью от 2,35 до 2,60, тощие угли (Т) и антрациты (А) приурочены к породам со средней плотностью от 2,60 до 2,75.

Что касается скоростей распространения упругих волн, то можно наметить пока лишь следующие общие соотношения: угли от бурых до марки ПЖ включительно наблюдают в таких осадочных породах, в которых скорость распространения этих волн колеблется от 2600 до 3500 м/сек; угли марок К и ПС — в породах со скоростью распространения упругих волн 3500—4000 м/сек; марок Т и А — там, где скорость распространения от 4000 до 5000 м/сек.

На основании изложенного можно утверждать, что комплексное изучение физических свойств вмещающих пород в угленос-

ных районах дает новый, но пока не вполне совершенный метод прогноза качества углей. Однако наряду с общим уплотнением пород при классическом региональном метаморфизме, отвечающем соответствующим стадиям метаморфизма углей, имеет место регионально-термальным метаморфизм (прогрев тепловым потоком угленосной толщи, идущим от магматических тел на большой площади). В этом случае уголь может метаморфизоваться, а породы, его вмещающие, не уплотняются, а, наоборот, разуплотняются.

§ 14. СОСТАВ УГЛЕНОСНОЙ ТОЛЩИ И УСЛОВИЯ ЕЕ ОБРАЗОВАНИЯ

Под угленосной толщей понимается комплекс осадочных пород, содержащих угольные пласты. Обычно угленосная толща представлена монотонным чередованием песчано-глинистых осадков от мелкозернистого материала до грубозернистого и галечно-включительно. Слои известняков редки и в большинстве случаев не достигают значительной мощности. Известняки нередко содержат остатки руководящей фауны и являются характерными по своим физическим свойствам (цвет, плотность и др.). Поэтому они во многих случаях являются маркирующими горизонтами для построения нормального стратиграфического разреза угленосной толщи и увязки в ней отдельных угольных пластов.

Среди песчано-глинистых пород по крупности зерна различают: конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты. Последние представляют собой по существу глинистые сланцы, а алевролиты — породы, промежуточные между песчаниками и аргиллитами, и обычно описываются как песчано-глинистые и песчаные сланцы. Цвет пород преимущественно серый, иногда с зеленоватым или голубоватым оттенком, первично красочетные породы встречаются редко. Характерно разнообразие типов слоистости, причем наряду с горизонтальной встречается волнистая и косая слоистость.

Условия накопления пород разнообразны, так как угленосные толщи представляют собой многофациальные образования. Во многих случаях имеет место циклическое строение разреза: многократное повторение сходных типов пород, чередующихся в определенной закономерной последовательности. Иногда угленосные толщи отделены ясным перерывом от подстилающих более древних или покрывающих более молодых отложений; в других случаях имеет место циклическое строение разреза: многократное повторение сходных типов пород, чередующихся в определенной закономерной последовательности. Иногда угленосные толщи отделены ясным перерывом от подстилающих более древних или покрывающих более молодых отложений; в других случаях, наоборот, они связаны постепенным переходом, при этом граница между ними становится условной. Мощность угленосных толщ колеблется от нескольких метров до 10 км и более (Донбасс).

Для возникновения угленосной толщи были необходимы следующие условия. Медленное опускание площади угленакопления, в результате чего осадки покрывались новыми слоями, сохранялись и переходили в ископаемое состояние. Величина и скорость этого опускания важны для образования пластов торфа, впоследствии угля. Главное условие появления торфяного болота — совпадение уровня грунтовых вод с земной поверхностью, обеспечивающее развитие болотной растительности, а также сохранение в виде отмирающих растений от немедленного окисления. При условии медленного тектонического опускания и одновременного поднятия уровня грунтовых вод торф может длительное время нарастать сверху, образуя толщу значительной мощности, которая дает в свою очередь мощный угольный пласт.

Слишком быстрое опускание площади угленакопления, за которым не успевает рост торфа, вызовет затопление болота и накопление на его месте речных, озерных, лагунных или морских осадков образовавшегося водоема. Многократное чередование пластов угля с вмещающими породами, характерное для большинства угленосных толщ, объясняется неравномерным опусканием местности в эпоху угленакопления или чередованием опусканий с поднятием при непрерывном условии, что опускания преобладают. Мощность образующейся таким путем угленосной толщи является следствием общей величины тектонического опускания, происшедшего во время ее накопления. Именно поэтому платформенные участки земной коры характеризуются сравнительно небольшой мощностью угленосных толщ — от единиц и десятков метров до немногих сотен метров, а в геосинклинальных условиях — до нескольких тысяч метров.

Изучение геологического разреза угленосной толщи многих угольных бассейнов показало, что накопление осадков происходило не непрерывно, а периодически, т. е. осадконакопление прерывалось и затем через известный промежуток времени снова возобновлялось в какой-то последовательности. Такая закономерная повторяемость (ритмичность) получила название циклической седиментации. Например, в разрезе угленосной толщи полный цикл составляют: 1) песчаники континентального характера; 2) морские известняки и глинистые сланцы; 3) угли; 4) глины, подстилающие угли. Континентальные песчаники залегают несогласно на нижележащих морских известняках и глинистых сланцах. Это несогласие объясняется континентальной эрозией, имевшей место после поднятия суши и регрессии моря. С континентальной эрозией связано образование и самих песчаников.

Далее наступает продолжительный период выветривания, образования глин и развития торфяников на обширных болотистых пространствах вдоль морского берега с последующим образованием угольных пластов. Наличие известняков и глинистых сланцев в кровле угольных пластов указывает на опускание берега и трансгрессию, в результате чего торфяники были перекрыты

чисто морскими осадками. Таким образом, цикл седиментации (осадконакопления) включает в себе свигу континентальных образований, которые залегают несогласно на размытой поверхности морских осадков.

Разрезы угленосных толщ многих угольных бассейнов показывают, что данный участок земной коры (бассейн) неоднократно погружался под уровень моря при трансгрессии и вновь становился сушей при регрессии. Тем самым повторилась как смена морских осадков континентальными, так и смена циклов осадконакопления, количество которых в некоторых бассейнах доходит до нескольких десятков.

Колебательные движения земной коры, как правило, имели очень сложный характер благодаря тому, что происходили частая смена и чередование быстрого движения замедленным, а кратковременного периода колебаний длительным, и наоборот. Сложность эта усугублялась еще тем, что все мелкие вертикальные движения происходили на фоне общего погружения земной коры.

Колебательные движения на отдельных площадях земной коры проявлялись неодинаково, так как в одних случаях такими площадями являлись геосинклинальные области, а в других — платформы. Характер проявления колебательных движений в этих двух различных структурных элементах земной коры был резко отличным. Отличными были в них и условия образования угленосных толщ и угольных пластов. В зависимости от этого среди угленосных отложений выделяются основные типы: геосинклинальный, платформенный и переходный от геосинклинали к платформе.

§ 15. УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ, ЕГО ПОЧВА И КРОВЛЯ

Под угольным пластом понимают весь комплекс осадочных слоев органического и неорганического происхождения, распространенных на значительной площади и заключенных между более или менее параллельными плоскостями (поверхностями) напластования пород, называемых кровлей и почвой. Иногда угли залегают в виде линз и других форм. Почва и кровля угольного пласта в большинстве случаев генетически связаны с углем.

Угольные пласты обычно сложены несколькими слоями угля, разделенными углистыми мине-

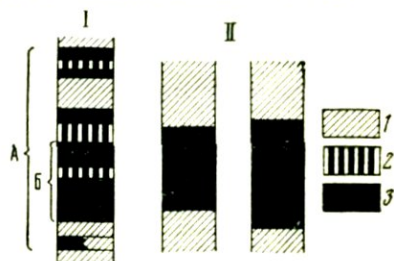


Рис. 7. Строение угольного пласта. I — сложное; II — простое. А — общая мощность угольного пласта; Б — рабочая мощность: 1 — алевролиты; 2 — углистый сланец; 3 — уголь

ральными породами, называемыми прослойками пустой породы. При отсутствии прослоек угольный пласт складывается сплошной массой угля. В первом случае пласт называется сложным (рис. 7, I), во втором — простым (рис. 7, II).

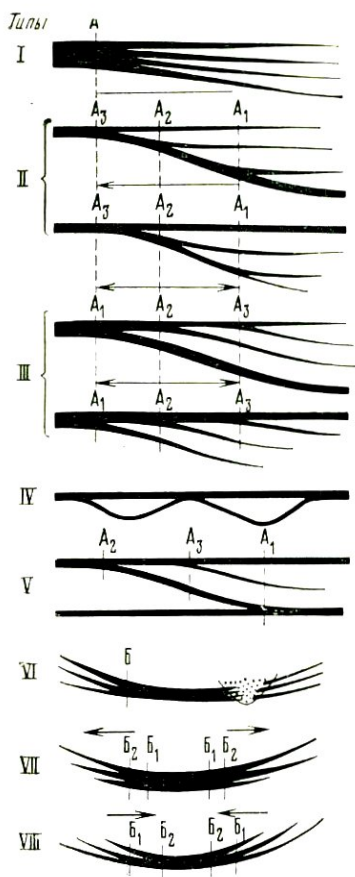


Рис. 8. Типы расщепления пластов угля. По Г. А. Иванову

I — расходящийся пучок (тип «конского хвоста»); II — трансгрессивное, сверху — выше основного пласта, внизу — ниже основного пласта; III — регрессивное, сверху — выше основного пласта, внизу — ниже основного пласта; IV — бифуркация (расщепление и слияние пластов); V — зегообразное расщепление; VI — расходящийся пучок; VII — расщепление с последовательно увеличивающейся площадью угленакопления; VIII — расщепление с последовательно уменьшающейся площадью угленакопления. A_1, A_2, A_3 и B_1, B_2 — пункты расщепления пластов угля

Если простой угольный пласт сохраняет свое строение на всем протяжении, то его можно рассматривать как пласт непрерывного накопления. Сложные пласты являются образованиями прерывистого накопления, т. е. связаны с изменениями характера накопления или с остановками в процессе накопления растительной массы.

Простые угольные пласты могут расщепляться и выклиниваться. Формы расщепления и выклинивания угольных пластов очень разнообразны и могут быть сведены к некоторым наиболее типичным случаям (рис. 8). Породы, непосредственно вмещающие угольные пласты, представляют большой интерес для изучения, так как отражают условия образования угленосной толщи и историю развития угольного пласта. В большинстве случаев угольные пласты заключены в глинистых сланцах, хотя наблюдаются и многочисленные отклонения от этого правила. Особенно характерны закономерности в образовании почвы и кровли пласта в паралических бассейнах. Так, например, в Донбассе выделяются три основные комбинации условий, отвечающие контакту пород кровли и почвы с углем.

1. Пласты угля подстилаются или покрываются непосредственно более или менее значительными по мощности толщами однородных пород; они дают с углем непосредственный и резкий контакт, свидетельствующий о быстрой смене условий накопления.

Это встречается нередко, но не составляет общего правила.

2. Пласты угля отделяются от подстилающих или покрывающих пород промежуточными слоями небольшой мощности и переменного состава. Чаще всего промежуточные слои угли-

стые, что свидетельствует о постепенном переходе к новым условиям накопления; эти условия являются наиболее распространенными.

3. Пласты угля подстилаются или покрываются толщами сланцевых пород быстро меняющегося петрографического состава по вертикали, с чем нередко связаны переслаивание угля с безугольными породами и склонность их к выклиниванию или расщеплению (бифуркация), а также вообще изменчивость осадков в горизонтальном направлении. Последнее свидетельствует о неустойчивом режиме при отложении. На примере Донецкого бассейна становится ясно, что породы кровли и почвы в одних случаях указывают на постепенную смену условий отложения осадков, в других — на резкое изменение их. Чаще всего указания на изменение этих условий можно установить по литологическому характеру кровли и почвы и по характеру контакта их с углем.

В условиях Донецкого бассейна в большинстве случаев почвой пласта являются аргиллиты или алевролиты. Песчаники в основании угольных пластов встречаются значительно реже. Известняки встречаются исключительно редко, главным образом там, где и кровля состоит из известняка, т. е. уголь лежит среди известняков. Песчаниковая почва характерна для некоторых мезозойских бассейнов Сибири и Дальнего Востока.

Породы кровли угольных пластов во многом отличаются от пород почвы. В месторождениях и бассейнах лимнического* типа они разнообразны по составу, в бассейнах же паралического** типа более однородны. В последнем случае все породы имеют водное происхождение, причем часто образованы в результате деятельности мелкого моря. Эти породы слоисты, часто тонкосланцеваты.

Встречающиеся в кровле пластов Донецкого бассейна песчаники, глинистые сланцы и известняки указывают на различные условия накопления осадков, следовавшие за образованием угольных пластов. Наличие в кровле пластов грубопесчаных осадков соответствует, по-видимому, наиболее быстрому и резкому изменению предшествовавших условий накопления. В некоторых случаях это было даже связано с размывом накопленного ранее растительного материала. Отложение слоев известняка в кровле угольного пласта говорит о быстром, более глубоком и распространенном на большой площади опускании дна заложения Донецкого бассейна. Иногда это сопровождалось размывом накопившегося торфа, причем чистые известняки с морской фауной налегают непосредственно на угольные пласты.

Глинисто-сланцевые породы, образующие в большинстве случаев кровлю угольных пластов, являются типичными осадками мелкого моря. Об этом свидетельствуют и встречающиеся в них следы морской ряби и волноприбойные знаки, а также раститель-

* От греческого слова лимнос — озеро.

** От греческого слова паралос — близко к морю.

ные остатки, всегда расположенные только на поверхности наслоений, что говорит о перенесении их водой.

Следует отметить, что в кровле пластов угля нередко встречаются остатки морской (для лимнических бассейнов — пресноводной) фауны.

Прослойки в угле. Под прослойками следует понимать как отложения чистой породы во время перерыва в накоплении угольного вещества, так и переходные слои, отвечающие моментам совместного отложения растительного материала и неорганического осадка.

В последнем случае получается серия углистых пород со всеми переходами их в сланцы и песчаники. Такими переходными породами угольный пласт обычно начинается внизу и кончается вверху. Часть угольного пласта, заключенная между двумя породными прослойками, называется пачкой.

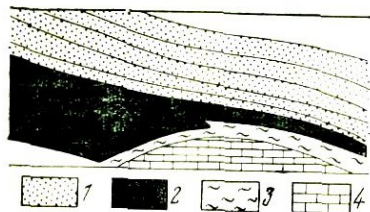


Рис. 9. Образование угольных пластов на неровном дне. По И. В. Дорохину.
1 — песок; 2 — уголь; 3 — кора выветривания; 4 — известняк

Прослойки пустой породы, разделяющие пласт на отдельные угольные пачки, отвечают времени перерыва в накоплении растительного вещества, но всегда означают временное прекращение развития болота, где происходит торфообразование. Последнее справедливо только для достаточно мощных и выдержанных прослоек.

Мощность одного и того же угольного пласта может сильно меняться по простиранию. Это изменение происходит в различной степени для паралических и лимнических бассейнов под влиянием: 1) неровности дна торфяных болот (рис. 9); 2) неравномерного накопления растительного материала вследствие различной скорости погружения отдельных частей торфяного болота; 3) размыва или смыва части пласта наступающим морем или движущимися водами озерного водоема; 4) тектонического воздействия и других причин.

Угольный пласт нередко подвергается местному частичному разрушению, зависящему от отложения последующих осадков. Срезание пластов угля сводится к трем основным факторам: эрозионному размыву текучими водами; смыву водами морских трансгрессий и ингрессий и выпахивающему действию ледника.

Явления размыва угольного пласта можно подразделить на сингенетические, или одновременные торфонакоплению (рис. 10), и эпигенетические, или последующие (рис. 11). В первом случае имеется в виду размыв самого торфяника, из которого образовался уголь до покрытия его кровлей, во втором — размыв более крупного порядка, который прежде чем врезаться в уголь, прорезает породы, лежащие над пластом угля. Критерием для этого различия является положение истинной кровли пласта по отно-

шению к породам размыва. Если, например, глинистая нормальная кровля срезает песчаную породу размыва, то последний должен рассматриваться как сингенетический. Если песчаная или известняковая порода размыва прорезает обычную кровлю пласта, то размыв, очевидно, произошел после отложения ряда слоев кровли, т. е. он будет эпигенетическим.

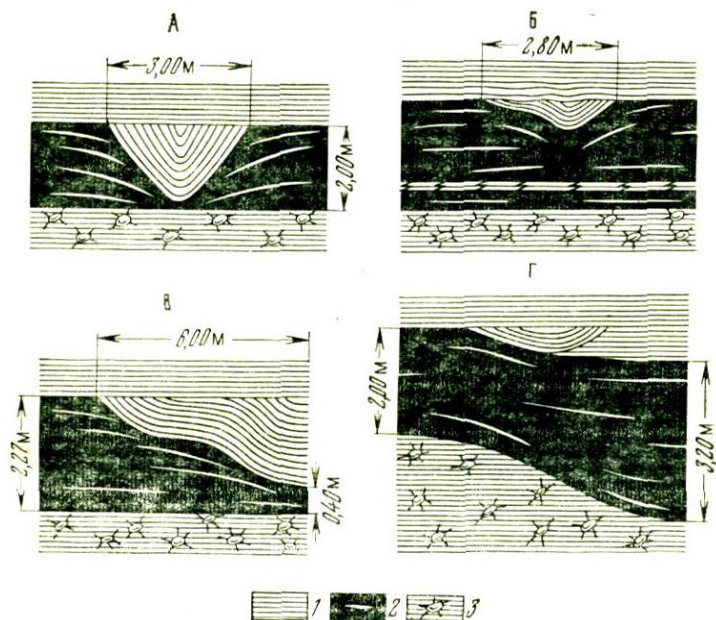


Рис. 10. Различные случаи сингенетического размыва в пласте угля.

А, Б и В — различные виды вымощи в одном и том же пласте; Г — две генерации размыва; 1 — глинистый сланец; 2 — уголь; 3 — стигмариевая глина

Количество угольных пластов в значительной степени зависит от генетического типа бассейна. В геосинклинальных бассейнах оно иногда исчисляется сотнями, а в платформенных выражается лишь немногими единицами. Мощность угольных пластов и пропластков весьма различна и колеблется от очень тонких (в несколько миллиметров) до мощных (в несколько десятков метров) и даже до сверхмощных (до 200—300 м). Различают так называемые общие мощности угольных пластов (включая и все прослои пустых пород) от его почвы до кровли и рабочую мощность, т. е. минимально предельную, при которой в данных условиях (технических, экономических и др.) пласт вы-

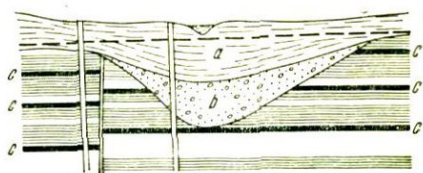


Рис. 11. Эпигенетический размыв в бассейне.

а — голубая глина; в — песок, гравий и щебень; с — уголь

годно эксплуатировать. По степени выдержанности мощности строения и качества угля и наличию переходов от рабочей мощности к нерабочей и кондиционного по качеству угля к некондиционному, согласно инструкции ГКЗ, выделяются следующие главные типы:

1. **Выдержанные**, когда мощность, строение пласта и качество углей (сланцев) на площади, для которой производится оценка его как выдержанного, имеют незначительные отклонения от средних, характерных для этой площади величин; участки с нерабочим значением пласта отсутствуют.

2. **Относительно выдержанные**, когда мощность и строение пласта, а также основные показатели качества углей (сланцев) имеют значительные колебания, но на большей части пласт не утрачивает промышленного значения; при наличии участков с нерабочей мощностью пласта установлена определенная закономерность изменения показателей, определяющих переход рабочего пласта в нерабочий.

3. **Невыдержанные**, когда вследствие резкой изменчивости мощности или строения пластов или показателей качества углей (сланцев), или вследствие близости этих параметров к пределам кондиций пласт на многих локальных участках оцениваемой площади утрачивает рабочее значение.

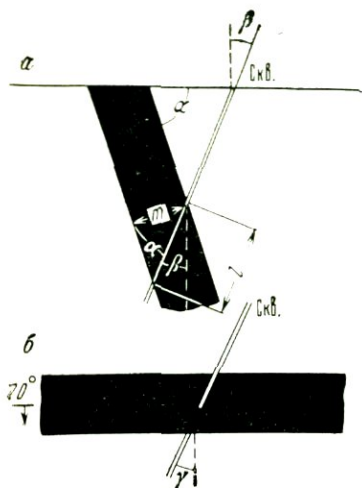


Рис. 12. Определение нормальной мощности угольного пласта, пересеченного буровой скважиной.

a — перпендикулярно к простиранию; *b* — неперпендикулярно к простиранию

Различают мощность пласта угля горизонтальную, наклонную, вертикальную и нормальную (истинную). Нормальная мощность измеряется по кратчайшему расстоянию между почвой и кровлей (или по нормали). При горизонтальном залегании угольных пластов вертикальная и нормальная мощности совпадают. При наклонном залегании пластов буровые скважины пересекают пласт по вертикали, соответствующей вертикальной мощности пласта, которая затем переводится в истинную по формуле $m = b \cdot \cos \alpha$ (рис. 12).

Для характеристики бассейнов большое значение имеет коэффициент угленосности, который выражается в процентном отношении суммарной мощности угольных пластов бассейна к общей мощности угленосной толщи:

$$K = \frac{h \cdot 100}{H},$$

где K — коэффициент угленосности в процентах; h — суммарная мощность угольных пластов; H — мощность угленосной толщи без угольных пластов.

Коэффициент угленосности Донецкого бассейна по отношению к толще, содержащей пласты угля, составляют около 0,64—0,66%, для Кузнецкого бассейна — приблизительно 1,6%, для карбоновых углей Караганды доходит до 5% (по Промышленному участку), в Верхней Силезии — 2,5%, в Бельгии — 2%, в Англии (Уэлс) — 2,5%, во Франции — 5%.

Другим показателем угленосности служит угленеплотность, под которой подразумевается количество угольной массы (в тоннах), приходящееся на 1 км² площади:

$$K_{\text{уп}} = \frac{Q}{F},$$

где $K_{\text{уп}}$ — коэффициент угленеплотности; Q — количество угля, т; F — площадь, км²

§ 16. КЛАССИФИКАЦИЯ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Генетическая классификация твердых горючих ископаемых основывается на их природе и происхождении. Под происхождением твердых горючих ископаемых следует понимать не только исходный материал, который послужил для их образования, но и конечный результат, связанный с процессами его первичного превращения. Здесь подчеркивается именно первичное превращение, не зависящее от метаморфизирующих агентов, таких, как температура и давление, повышающих «зрелость угля». Существует много классификаций горючих ископаемых, основы которых были заложены немецким палеоботаником Г. Потонье. Генетическая классификация твердых горючих ископаемых Г. Потонье проста и достаточно выразительна. Он выделяет биолиты: 1) акаустобиолиты: а) мел, б) диатомит; 2) каустобиолиты: а) сапропелиты, б) гумусовые породы, в) липтобиолиты.

Акаустобиолиты представляют собой неорганический остаток после полного разложения органического вещества растительных и животных остатков, например мел, диатомит. Сапропелиты образуются при восстановительном разложении преимущественно остатков низших организмов в условиях «гниющего ила» (сапропеля). Типичными представителями могут служить богхеды и горючие битуминозные сланцы. Гумусовые каустобиолиты обязаны своим происхождением окислительному разложению остатков высших растений, чаще всего в болотных условиях. К этим каустобиолитам относится большинство углей и торфа. Липтобиолиты образуются из наиболее устойчивых составных частей растений, трудно разлагающихся в окислительных условиях и поэтому накапливающихся после разложения всех остальных составных частей. К ним относятся некоторые кеннели, рабдописсит, ян-

тарь. Эта схема в общем сохранила свое значение и в наше время и послужила основой для всех позднейших классификаций.

Геолого-генетические классификации углей. Классификация Г. Потонье (ее принципы) была развита Ю. А. Жемчужниковым, который учел исходный материал и условия его превращения (табл. 5). По Ю. А. Жемчужникову, гумолиты разделяются на

Таблица 5
Классификация твердых горючих ископаемых (по Ю. А. Жемчужникову)

Группы	Классы	Примеры
I. Гумолиты (происходят из высших растений)	I. Гумиты (лигнинно-целлюлозные плюс кутининовые элементы или смолы)	а) однородные (дюреновые, клареновые, фюзено-ксиленовые) б) полосчатые
	II. Лишитобиолиты (только кутининовые элементы или смолы)	а) споровый (тасманит) б) кутикуловый (барзанит) в) смоляной (рабдописит) г) коровый (лопанит)
II. Сапропелиты (происходят из водорослей и животного планктона)	III. Собственно сапропелиты (сохраняются водоросли и другие планктонные остатки)	а) богхед б) марагунит в) кеншель г) кеншель-богхед д) касьянит
	Сапроколлиты (водоросли не сохраняются, превращаются в бесструктурную массу)	а) матаганский б) хахарейский

классы гумитов и лишитобиолитов, сапропелиты делятся на собственно сапропелиты, характеризующиеся сохранившимися в них остатками водорослей с хорошо выраженным анатомическим строением, и сапроколлиты, в которых водоросли превратились в бесструктурную массу. Дальнейшая детализация гумитов производится по их петрографическому составу, формирующемуся на начальной стадии гумификации и стадии углеобразования (торфяной, бурогоугольной и каменноугольной), налагающейся на все петрографические различия гумитов и выражающейся в прогрессивно увеличивающейся непрозрачности, прослеживаемой при микроскопическом исследовании. Исходным материалом для лишитобиолитов послужили оболочки макро- и микроспор, кутикулы, смоляные тельца и некоторые коровые ткани, содержащие субе-

рин. В зависимости от этого получают споровые, кутиккуловые, смоляные или коровые липтобиолиты.

Г. А. Иванов классифицирует ископаемые угли следующим образом: 1) к классу гумитов относятся все основные типы углей, образованные из торфа: бурые, каменные, антрациты; 2) угли класса липтобиолитов подразделяются на смоляные, кутиккуловые, споровые и коровые, в зависимости от преобладания в них тел или иных устойчивых частей растений; 3) угли собственно сапропелитовые подразделяются только по зольности, причем горючие сланцы рассматриваются как высокозольные сапро-

Таблица 6

Сравнительная характеристика классификационных показателей для углей Донбасса и Кузбасса*

Марка угля	Условное обозначение	Донбасс		Кузбасс	
		Выход летучих веществ, %	Пластинный слой, мм	Выход летучих веществ, %	Пластинный слой, мм
Длиннопламенный	Д	≥37	—	>37	6—16 (группа Г6)
Газовый	Г	≥35	6—15 (группа Г6) 16—25 (группа Г6)	>37	17—25 (группа ПГ)
Газовый жирный	ГЖ	Не	предусмотрен	30—37	6—26
Жирный	Ж	35—27	8—20 (группа Ж8) ≥21 (группа И1)	(группа ГЖ26) >33 ≥33 и менее (группа ГЖ26)	26 и более
Коксовый жирный	КЖ	27—18	≥21 и более	26—30	14—25 (группа КЖ14), 6—13 (группа КЖ6)
Коксовый	К	27—18	14—20	<17—25	13—25 (группа К13), 10—12 (группа К10)
Коксовый второй	К ₂	Не	предусмотрен	<17—25	6—9
Отощенный спекающийся	ОС	22—14	6—13 (группа ОС6 (ГРОС))	17	6—9
Слабоспекающийся	СС	Не	предусмотрен	26—37 (группа 1СС)	—
Тошный	Т	17—9	—	17—25 (группа 2СС) 17	—

* Для выделения углей марок Д, СС, Т учитывается характер нелетучего остатка: порошкообразный, слипшийся, слабо спекшийся.

пелиты; 4) в особый класс выделяются те сапропелиты, в которых водоросли не подвергались разложению.

Существуют и другие геолого-генетические классификации, которые по существу мало чем отличаются от классификации Ю. А. Жемчужникова.

Промышленная классификация углей. При исследовании углей определена необходимость классификации по тем или иным свойствам и признакам, отвечающим запросам промышленности.

В 1957 г. на Всесоюзном угольном совещании в Ленинграде была принята маркировка углей для каждого угольного бассейна в отдельности (видоизмененная Донецкая классификация углей). Условия классификации изложены в ГОСТах. Из табл. 6 видно, что при сравнении углей различных месторождений, цифровые значения классификационных показателей для одной и той же марки угля могут колебаться в широких пределах. Одни и те же промышленные марки углей различных бассейнов отличаются друг от друга по спекаемости и выходу летучих веществ, что зависит от неодинакового петрографического состава углей.

§ 17. ВЫВЕТРИВАНИЕ И САМОВОЗГОРАНИЕ УГЛЕЙ

Угольные пласты при выходе на дневную поверхность подвергаются воздействию атмосферы, воды и смены температуры, в результате чего изменяются физические свойства и химический состав, т. е. происходит их выветривание.

Метаморфизм углей повышает их обуглероживание и уменьшает содержание в них кислорода. В обратном направлении действует выветривание углей, проявляющееся на небольшой глубине от дневной поверхности, доступной для аэрации (примерно 50—70 м). Под выветриванием понимается совокупность всех изменений, происходящих в ископаемых углях под влиянием атмосферных агентов. Под влиянием воздуха и содержащих его нисходящих водных растворов особенно эффективно проходят окислительные процессы.

Глубина выветривания для отдельных угольных бассейнов и месторождений различна в зависимости от рельефа местности, климатических условий, угла наклона пластов, их строения и других факторов. Нередко глубина выветривания, особенно химического, достигает многих десятков метров. Изменения от выветривания могут быть физическими (механическими) и химическими.

Физические изменения углей при выветривании. Физические изменения угля прежде всего сказываются на изменении его строения, что выражается в ослаблении прочности и связности как в самом угле, так и между отдельными частями пласта. Воздух и вода, проникая по поверхности напластования и плоскостям кливажа, способствуют раскалыванию угля на куски. Чем ближе к дневной поверхности, тем сильнее проявляются эти изменения. Вначале уголь, сохраняя свой цвет, теряет блеск и распа-

дается на довольно мелкие куски. При более интенсивном выветривании он переходит в совершенно рыхлое состояние и вследствие образования гуминовых соединений принимает даже буроватый цвет. В самой верхней зоне уголь делается почти порошкообразным.

Мощность пласта к выходу сильно уменьшается иногда в 8—10 раз, и пласт выклинивается к поверхности. Это объясняется прежде всего выщелачиванием при выветривании значительной части вещества угля.

Следует указать на различные цветные окраски на выходах выветрелых угольных пластов, что объясняется разложением некоторых минеральных соединений и образованием новых. Окраска бывает то буровато-железистая (от гидратов окиси железа), то беловатая (от железистых квасцов). Иногда на значительную глубину уголь покрывается белым налетом, образовавшимся от разложения находящихся в его кровле известняков, переходящих в сильно известковистые глины. В Донецком бассейне такие белесоватые выходы выветрелого угля шахтеры называют «меловой».

Химические изменения углей при выветривании. В зоне выветривания увеличивается влажность и зольность угля, а также выход из него летучих соединений, и одновременно понижается выход беззольного кокса. Наибольшие колебания в составе угля, взятого из поверхностной зоны максимального выветривания и из наиболее глубинной части пласта, наблюдаются в изменении зольности и влажности. Границей зоны выветривания считается глубина пласта, начиная с которой он имеет постоянный, близкий к нормальному состав.

Выветривание, будучи окислительным процессом, сильно понижает содержание углерода в угле за счет увеличения содержания кислорода и разрушения значительной части органического вещества. Удельный вес углей в связи с выветриванием также сильно увеличивается от возрастания зольности выветрелого угля. Вследствие уменьшения в выветрелой части пласта содержания водорода и углерода снижается и теплота сгорания угля. Спекающаяся способность коксующихся углей при выветривании сильно уменьшается.

Окисление углей на воздухе и их самовозгорание. Выветривание и окисление углей нередко вызывает их самонагрев и самовозгорание. Последнее происходит при температуре 85—100° С, называемой критической температурой самовозгорания углей.

В штабелях (на угольных складах) разогревание угля происходит всегда внутри штабеля и зависит от высоты последнего. Это обусловлено тем, что тепло, выделяющееся внутри штабеля вследствие окисления угля, не успевает рассеиваться и вызывает повышение температуры, которая в свою очередь ускоряет окисление угля.

На самовозгорание штабеля, кроме свойств угля (его состава

ва, количества мелочи и пр.), оказывают влияние еще и внешние факторы: климатические условия, время года, состояние погоды, внешние источники тепла и т. д. Многочисленные наблюдения показали, что одним из опаснейших периодов является весна (время таяния снега). На весну падает наибольшее число случаев самовозгорания. Выпадение дождя или снега также содействует самовозгоранию углей. С подъемом температуры идет и потеря теплоты сгорания и коксующей способности угля.)

В настоящее время способность углей адсорбировать кислород считается общепризнанной и процессы самоокисления объясняют именно этим. Свежедобытый уголь по выдаче его из шахты на поверхность сейчас же начинает адсорбировать из воздуха кислород, который вслед за этим вступает в химическое взаимодействие с органическим веществом угля, образуя нестойкие соединения пироксидного характера. Последние в дальнейшем окисляют уголь, превращая его в богатые кислородом стойкие соединения. Как адсорбция кислорода, так и химическое воздействие на вещество угля сопровождается выделением тепла. Температура угля вследствие этого повышается, и процессы его окисления начинают протекать быстрее, что приводит к еще большему повышению температуры угля. Если выделяющееся при этом тепло не рассеивается с достаточной быстротой в окружающее пространство, то температура может достигать таких высоких значений, что уголь загорается.

Очень долго существовало мнение, что причиной самоокисления углей является пирит. В настоящее время большинство исследователей пришло к заключению, что пириту не следует придавать решающего значения в процессах самоокисления и самовозгорания углей. Его влияние сказывается только в особых условиях, из которых наиболее важным считается мелко раздробленное состояние, что во многих случаях наблюдается при наличии пирита в фюзене.

На пожароопасность углей влияют: угол падения, мощность и сближенность пласта, характер обрушения вмещающих пород, тектоническая нарушенность, глубина залегания разрабатываемого пласта и горнотехнические факторы. Пласты угля с углом падения менее 25° считаются малоопасными, $25-50^\circ$ — умеренно опасными, а с углом падения более 50° — опасными. Пласты мощностью менее 2 м считаются малоопасными, от 2—3 до 5 — умеренно опасными и более 3—5 м — опасными.

В большинстве случаев угли самовозгораются при температуре $80-90^\circ\text{C}$. Понижение теплоты сгорания происходит при меньшем разогревании. Исследования Всесоюзного теплотехнического института по углям Донбасса показали, что для некоторых углей разогревание до 50°C сопровождается понижением теплоты сгорания. Те же исследования показали, что угли, разогревшиеся только до $36-38^\circ\text{C}$, обнаруживают потерю коксующей способности. Образование мелочи в углях при их хранении обесценивает сортированные угли, увеличивает в них общие потери при

хранении и усиливает в малоустойчивых углях опасность самовозгорания.

По материалам работ в Донбассе Теплотехнического института коксующая способность является наименее устойчивым свойством угля, и потеря этой способности обнаруживается раньше, чем начнут изменяться какие-либо другие свойства.

Для предохранения угля от выветривания надежными способами являются: хранение в виде брикетов, в инертной атмосфере и под водой.

§ 18. УГОЛЬНЫЕ БАСЕЙНЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЯ, РАЙОНЫ, УГЛЕНОСНЫЕ ПЛОЩАДИ И ПРОВИНЦИИ

Угольный бассейн — это обширная площадь (сотни и тысячи квадратных километров) сплошного или прерывистого развития угленосных отложений с подчиненными им пластами угля, образовавшимися в результате единого геолого-исторического процесса.

Под угольным месторождением подразумевается часть бассейна (например, Кемеровское или Прокопьевское месторождение Кузнецкого бассейна, Чурубай-Нуруинское месторождение Карагандинского бассейна) или небольшая по площади (десятки, реже сотни квадратных километров) и запасам угля часть земной поверхности, хотя бы и обособленная, например, месторождения угля восточного склона Урала.

Иногда употребляют термин «угленосный район». Это совокупность угольных месторождений, как правило, разобщенных в результате тектонических или эрозионных процессов.

Громадные угленосные площади, на которых не доказано непрерывное развитие угленосных отложений с подчиненными пластами угля, называют угленосными площадями или областями. Кроме того, А. К. Матвеев выделяет угленосные провинции, под которыми понимает обширные сплошные или прерывистые площади, попадающие в одну и ту же возрастную фазу благодаря основным сходствам физико-географических условий при образовании углей и вмещающих их толщ, а также сходствам стратиграфических соотношений, мощности и условий залегания.

При определении размеров и границ угленосных бассейнов наблюдаются три случая.

1. Вся площадь, занятая угленосными отложениями, выходит на дневную поверхность, причем угольные пласты и вмещающие их породы могут быть закрыты четвертичными отложениями. Такие бассейны называются открытыми (к ним можно отнести, например, Кузнецкий бассейн); видимые границы и площадь бассейна будут в этом случае действительными его границами и площадью.

2. На дневную поверхность выходит только часть угленосных отложений, другая же часть скрыта породами иного возраста,

маскирующими действительные границы и площадь угленосных отложений. Эти бассейны называют полукрытыми или полузакрытыми. В качестве примера можно указать Донецкий и Карагандинский бассейны.

3. Угленосные отложения сплошь закрыты более молодыми отложениями, в этом случае и границы, и площадь бассейна могут быть установлены горнобуровыми разведочными работами. Такие бассейны называют закрытыми. К их числу можно отнести Челябинский бассейн.

§ 19. ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИИ

Как было отмечено ранее, угли образовались из торфяников, различных по своему составу. Если древние торфяники возникали на базе отмирающих озер (замкнутых водоемов), то они создавали так называемые лимнические угольные бассейны. В случае образования торфяников в прибрежно-морских условиях из них формировались паралические бассейны. В этих условиях торфяники могли во время морских ингрессий и трансгрессий покрываться водами моря, на них отлагались типичные морские осадки с присутствующей им морской фауной. При отступлении моря снова начиналось заболачивание образовавшихся морских отложений и т. д.

На основании диагностических и главным образом геотектонических признаков Г. А. Иванов подразделил все бассейны на три типа: геосинклинальный, переходный и платформенный (табл. 7). Г. А. Иванов отнес к геосинклинальным бассейны с большой мощностью угленосных отложений, к платформенным — с малой мощностью, а все остальные, т. е. с мощностями, большими, чем платформенные и меньшими чем геосинклинальными, — к переходным. Исходя из этого, геотектоническая терминология, используемая им, является условной.

Рядом исследователей были предложены классификации угленосных отложений, угольных бассейнов и месторождений в зависимости от их генезиса (П. В. Васильев, Ю. А. Жемчужников, М. К. Коровин, 1939 г.; Г. Ф. Крашенинников, 1950—1957 гг.; П. В. Васильев, 1949 г. и др.). В соответствии с генетической классификацией Г. Ф. Крашенинникова бассейны делятся на геосинклинальные и платформенные. Среди геосинклинальных областей он выделяет внутренние весьма подвижные зоны, стабилизированные зоны, краевые и внутренние прогибы, а среди платформенных — подвижные и устойчивые зоны. Во многих схемах сохраняется общее подразделение угленосных формаций на основные генетические типы — платформенный и геосинклинальный.

Н. И. Погребнов (1972 г.) рассмотрел вопрос о размещении угленосных формаций бассейнов в современных структурах земной коры и установил определенную закономерность, согласно которой структура бассейнов, угленосность, метаморфизм углей и их качество, а также промышленная ценность месторождений определяются положением угленосных формаций в современных структурах земной коры. Исходя из этого он выделил бассейны, расположен-

Генетическая классификация угленосных отложений (бассейнов, месторождений), по Г. А. Иванову

Диагностические признаки	Основные типы		
	I. Геосинклиальный	II. Переходный (субгеосинклиальный)	III. Платформенный
Мощность угленосных отложений	Очень большая (километры)	Большая (от нескольких километров до сотен метров)	Малая (от сотен до десятков метров)
Фациальный состав угленосных отложений по разрезу (во времени)	Характерна частая смена пород различного состава	Менее частая смена пород (отложения распадаются на более или менее отчетливые песчаные, глинистые и известняковые)	Наблюдается приуроченность грубокластического (песчаного и др. материала, главным образом к основанию угленосной толщи, лежащей на размытой поверхности подстилающих пород)
по площади (в прострaнстве)	Относительное постоянство на больших площадях (возможно, на сотни километров)	Меньшее постоянство (на десятки километров)	Большая изменчивость на коротких расстояниях (километры — сотни метров)
Характер угленосности (количество, мощность, форма залежей угля, распределение их по разрезу, типы угля)	Большое количество (возможно сотни) преимущественно тонких и достаточно устойчивых залежей угля, более или менее равномерно распределенных по всему разрезу; угли гумусовые	Меньшее количество (десятки, реже сотни) более мощных, но менее устойчивых залежей угля, приуроченных главным образом к глинистым частям разреза; угли преимущественно гумусовые	Малое количество (единицы, редко десятки) неустойчивых, иногда большой мощности залежей угля, приуроченных почти всегда к нижней части угленосной толщи. Угли гумусовые и сапропелевые

Диагностические признаки	Основные типы		
	I. Геосинклиальный	II. Переходный (субгеосинклиальный)	III. Платформенный
Признаки, связанные отчасти с образованием (сингенетические) и главным образом с последующим изменением угленосных отложений (эпигенетические)			
Степень измененности (исключая выветривание пород)	Сильно измененные, всегда уплотненные и сцементированные, часто метаморфизованные	Менее измененные, уплотненные и сцементированные, реже метаморфизованные	Слабо или совсем неизмененные, рыхлые несцементированные, реже уплотненные и сцементированные
Углей	Сильно измененные угли всех степеней углефикации до антрацитов и графитов включительно; характерна отчетливая зональность в распределении их по разрезу (правила Хильта) и по площади распространения	Менее измененные угли, средних степеней углефикации; зональность в распределении их по разрезу и по площади распространения менее отчетлива	Слабо или неизмененные угли низкой степени углефикации — бурые (как исключение высокой степени углефикации); зональность отсутствует
Характер складчатости и разрывов	Отчетливо выражена линейность в ориентировке складок; разрывы разнообразного характера (типичные складчатые области)	Характерны брахискладки (мульды, купола и пр.) или мелкая складчатость; разрывы преимущественно надвигового характера (переходные зоны, между складчатыми и платформенными областями)	Характерно почти горизонтальное или очень пологое залегание пород; разрывы сбросового характера (типичные платформы)
Проявление вулканизма	Может проявляться очень сильно	Проявление вообще не характерно	Проявление нехарактерно, как исключение возможно

Складчатая классификация угольных бассейнов и месторождений СССР
(по Н. И. Погребнову, 1974 г.)

Группа	Основные бассейны и месторождения СССР
Эвекладчатая	Карбоновые месторождения Северного Кавказа, Центрального и Восточного Урала, Итыш-Зайсанской и Кольвань-Томской складчатых областей, Мезозойские месторождения Восточного Кавказа
Миоскладчатая	Месторождения о. Сахалин
Параскладчатая	Донецкий и Таймырский бассейны
Краевая	Печорский бассейн. Месторождения Приверхоинского, Приенсейского и других краевых прогибов
Унаследованная	Кузнецкий, Большой Карагандинский, Минусинский бассейны
Наложенная	Юрские месторождения Забайкалья, Бакинское, Реттиховское, Чихезское, Майхинское и другие месторождения палеогена, неогена Приморья, неогена Камчатки, Сахалина, Кавказа и Кавказ
Постплатформенно-орогенная	Узгенский бассейн, месторождения Нарынского и Ферганского районов Средней Азии
Интракратонная	Подмосковный, Днепровский, Камский, Тунгусский, Ленский (Вилуйская часть) бассейны
Интраплатформенная	Тургайский, Обь-Иртышский бассейны, Приаральская группа месторождений
Интраплитная	Месторождения: Свободное, Райчихинское, Архаро-Богучанское и месторождения Омлонского района
Перикратонная	Львовско-Волынский, Канско-Ачинский (Канская часть), Иркутский, Южно-Якутский бассейны
Периплатформенная	Сосьвинский, Канско-Ачинский бассейны (Ачинская часть)
Периплитная	Буренский, Зырянский бассейны

Тип	Класс	Группа	Основные бассейны и месторождения СССР
Платформенный	Соляно-купольный	Межку- польная	Матвеевское, Маячное и другие аналогичные месторождения Южно-Уральского бассейна Днепро-Донецкой впадины и Припятского прогиба
		Надку- польная	Новодмитровское, Ромодановское, Спасское и другие месторождения
		Соляно- деформиро- ванная	Петровский купол, Заозерное и другие месторождения карбона и юры Днепро-Донецкой впадины и Припятского прогиба

ные в области платформ, и бассейны, расположенные в складчатых областях, выделив в обоих случаях определенные разновидности (табл. 8).

§ 20. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗАХ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Детальными исследованиями газоносности угольных месторождений в Советском Союзе установлены следующие природные газы: метан (CH_4), углекислый газ (CO_2), тяжелые углеводороды ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$), азот (N_2), сероводород (H_2S) и водород (H_2). Газы образуются в процессе превращения растительного материала в торф и уголь как при метаморфизме, так и при выветривании углей, т. е. на всех этапах формирования и изменения ископаемого угля. При разложении клетчатки отмершего растения происходит образование метана и углекислого газа. Этот процесс можно выразить следующими формулами:



и



свидетельствующими о том, что газы — главные или существенные продукты превращения органического вещества.

Метан является основным среди газов угольных месторождений (от 60 до 98%). Он образовался в основной своей массе за счет разложения растительного вещества при биохимических процессах, которые происходили в попеременно сменявшихся анаэробных и аэробных условиях. Опытами установлено, что из 1 т растительных остатков, содержащих целлюлозу, образуется от 230 до 465 м³ метана.

Однако метан, образовавшийся в больших количествах при биохимических процессах, не мог полностью сохраниться в угольных пластах и вмещающих их породах из-за отсутствия или сла-

бой уплотненности покровных отложений и развития интенсивных процессов дегазации. Кроме того, в торфяной стадии углеобразования, когда происходило зарождение угольного вещества, в нем не было условий для сохранения газовых компонентов, и газы, выделявшиеся при реакциях углеобразования, улетучивались в атмосферу. В следующих стадиях при метаморфических преобразованиях в углях создавалась пористая структура, в которой появились силы, связывающие уголь с газом, что сделало возможным создание и сохранение до настоящего времени природной равновесной системы газ — уголь.

Метаморфизм углей приводит к их карбонизации с выделением больших количеств углеводородов (метана). Но количество газа, образовавшегося на протяжении вековых процессов углефикации, значительно превышает обнаруживаемые в настоящее время содержания газа в угольных пластах. Таким образом, основная масса метана в природных газах угольных месторождений образовалась в период их формирования и в настоящее время является остаточной, сохранившейся в угленосных отложениях благодаря различным геологическим факторам. Образование метана продолжается и в настоящее время, но в незначительных количествах и, конечно, не является определяющим в накоплении тех колоссальных количеств природных газов, которые содержатся в угольных месторождениях.

Метан в чистом виде не имеет цвета, запаха и вкуса. С примесью других газов, по мнению некоторых горняков, он приобретает специфический запах. Для человека метан не вреден, но при большом количестве его в воздухе содержание кислорода в последнем становится недостаточным для дыхания.

Плотность метана по отношению к воздуху равен 0,554, т. е. этот газ почти в два раза легче воздуха, вследствие чего он легко скапливается в верхних частях горных выработок. Метан обладает свойством гореть. При небольшом содержании в воздухе он горит синеватым пламенем, а при содержании около 5% — серовато-голубым.

Основным и наиболее опасным свойством метана является образование с воздухом при соответствующих соотношениях взрывчатой смеси. Смесь с содержанием метана от 0 до 5% сгорает без взрыва, причем горение происходит лишь в том случае, если имеется постоянный источник высокой температуры. При содержании метана от 5—6 до 14—16% смесь, соприкасаясь с пламенем, дает взрыв. Наибольшая сила взрыва наблюдается при содержании метана в рудничном воздухе в количестве 9,5%, так как при этом весь кислород воздуха расходуется на сгорание метана. Смесь с содержанием метана свыше 16% не взрывается и не поддерживает горение, так как в этих условиях кислорода воздуха недостаточно не только для сгорания данного количества метана, но и для поддержания горения.

Метан воспламеняется при температуре 650—750°, что и называется температурой вспышки. С увеличением температуры и

давления среды температура вспышки понижается, и наоборот. При соприкосновении метана с источником высокой температуры воспламенение его происходит не сразу, а с некоторым запаздыванием. Если в составе воздуха, кроме метана, присутствуют еще водород, окись углерода и сероводорода, то время запаздывания уменьшается, а при повышенном содержании указанных газов воспламенение наступает моментально. Растворимость метана в воде при давлении 1 кгс/см² и температуре 15° достигает 49,5 см³/л.

Углекислый газ, содержание которого достигает иногда 25% от общего состава газов угольных месторождений, также образовался в результате превращения растительного вещества при углеобразовании и несмотря на его большую растворимость в воде все же в отдельных наиболее благоприятных геологических условиях мог сохраниться и достигать значительных объемов. Кроме того, углекислый газ, заключенный в угленосных толщах, обязан своим генезисом процессам сорбции атмосферного кислорода с окислением углерода до углекислого газа, а также привносу его циркулирующими водами в растворенном состоянии из верхних горизонтов биосферы. Поступление этого газа в угленосную толщу может быть связано с магматизмом, как, например, это имеет место в Донбассе, Кузбассе, Сучане и др.

Углекислый газ бесцветен, со слабым кислым вкусом и слабым запахом. Он не поддерживает дыхания и горения, легко и в больших объемах растворяется в воде. Плотность его 1,52, т. е. он в полтора раза тяжелее воздуха, а поэтому скапливается у почвы выработок и в забоях уклонов. При слабом проветривании эти скопления могут быть опасными для работы.

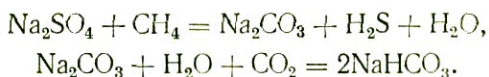
Азот, заключенный в угольных месторождениях, имеет в основном воздушное происхождение за счет привноса его подземными водами в растворенном состоянии из верхних горизонтов биосферы. Кроме того, он мог образоваться при осадконакоплении в момент захвата в тех или иных количествах воздуха, который впоследствии лишился кислорода в результате окислительных процессов. Химически малоактивный в этих условиях, азот иногда может присутствовать в составе подземных газовых скоплений (Кузбасс). И, наконец, частично азот в угольных месторождениях образовался в результате биохимических процессов (Кузбасс, Донбасс). Для определения содержания в газе азота воздушного происхождения используется отношение аргона к азоту в газе из углей к такому же отношению их в воздухе. Как известно, отношение аргона к азоту в воздухе равно 0,118 или в процентном выражении 1,18.

Азот не имеет цвета, запаха и вкуса, плотность его 0,97. Этот газ инертен и не поддерживает ни дыхания, ни горения. Азот ослабляет взрывчатость метана; например газ, состоящий из 10% метана и 90% азота, не дает с воздухом взрывчатой смеси. Растворимость азота в воде достигает 16,3 см³/л при температуре 15° С.

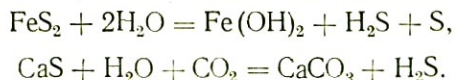
Сероводород своим происхождением обязан главным образом процессам превращения растительного вещества в результате вос-

становления сульфатов десульфлирующими бактериями. Общее количество сероводорода, возникшее в результате биохимических процессов, имевших место при углеобразовании, было, по-видимому, очень велико, но благодаря его легкой растворимости в воде, и особенно в силу неустойчивости его на поверхности земли, в современных газах угольных месторождений отмечаются обычно лишь его следы или незначительные количества, исчисляемые долями процента. Вторичные процессы выводят сероводород за пределы свободной газовой фазы.

Кроме того, сероводород образовывался раньше и образуется в настоящее время в угленосных толщах в результате реакции взаимодействия сульфатно-натриевых вод с метаном (возможно, при участии бактерий), что приводит к образованию гидрокарбонатно-натриевых вод (содовых) и свободного сероводорода. Реакция, по-видимому, протекает следующим образом:



Сероводород часто выделяется в горные выработки одновременно с водами, которые являются по своему составу гидрокарбонатно-натриевыми (содовыми). В шахтных условиях в отдельных случаях сероводород может образовываться при гниении органических веществ (особенно древесины) без доступа воздуха и при разложении водой серного колчедана и гипса по реакциям:

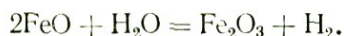


Сероводород — газ без цвета, с характерным запахом тухлых яиц, со сладковатым вкусом. Его плотность 1,19. Он хорошо горит и при содержании 6% дает с воздухом взрывчатую смесь. Так же, как углекислый газ, легко растворяется в воде: при температуре 20° С в одном объеме воды растворяется 2,5 объема газа. Сероводород очень ядовит. Он отравляет кровь, раздражает слизистые оболочки глаз и дыхательных путей. По данным наблюдений, при дыхании воздухом, содержащим 0,02% сероводорода, через 5—8 мин ощущается сильное раздражение слизистых оболочек глаз, носа и горла, а при содержании его 0,10—0,15% быстро наступает смерть. Содержание сероводорода в рудничном воздухе 0,00066% (объемных) считается предельно безопасным.

Ввиду ядовитости сероводорода и его большой растворимости в воде нужно соблюдать осторожность в тех местах шахт, где чувствуется запах этого газа и имеется скопление воды, так как падение в воду различных предметов (куски породы, стойки и т. п.) может вызвать опасное для жизни выделение газа.

Водород, встречаемый среди газов угольных месторождений (до 15—20%), представляет особой интерес как в теоретическом, так и в практическом отношении. Сделать окончательное заключение о генезисе водорода в настоящее время не представляется

возможным. Может быть происхождение водорода связано с биохимическими процессами, имевшими место еще в период превращения растительного вещества в угольную массу. Особенно благоприятными для образования водорода явились анаэробные условия (восстановительная среда), в которых шло превращение растительного вещества. Возможно, что водород образовался в результате глубокого метаморфизма угольного вещества при соответствующих термодинамических условиях. И, наконец, следует указать, что водород среди газов угольных месторождений может быть и глубинного происхождения, этот газ на глубине может образоваться при действии водяных паров на железистые силикаты, входящих в состав горных пород, при температуре примерно 300—500° С по реакции:



Водород — газ без цвета, запаха и вкуса. Удельный вес 0,069. Это самый легкий газ, он почти в 14,5 раз легче воздуха. Растворимость в воде незначительна: в 100 объемах воды при температуре 20° С растворяется 1,8 объема водорода. Водород не ядовит, дыхание не поддерживает, горит и взрывается. При содержании водорода в воздухе до 4% он горит только при постороннем источнике высокой температуры.

Газовая смесь, содержащая от 4 до 74% водорода, является взрывчатой. Газовая смесь, содержащая более 74% водорода, будучи зажженной, горит спокойно, почти бесцветным пламенем при доступе воздуха извне. Водород опаснее метана, так как он взрывается при содержании в рудничной атмосфере равном 4%. Температура воспламенения его на 150—200° С ниже, чем метана. По правилам безопасности содержание в шахте водорода в сумме с метаном не должно превышать 0,5%.

Тяжелые углеводороды (главным образом этан — C_2H_6 — удельный вес 1,049) в угленосной толще образовались, по-видимому, также в результате метаморфизма угольного вещества. Содержание тяжелых углеводородов в отдельных пробах газа из углей достигает 13—15% (Кузбасс).

Таким образом, генезис большинства газов угольных месторождений, и в первую очередь метана как основного компонента, прежде всего связан со всеми процессами углеобразования, начиная со стадии оторфянения. По-видимому, газ, образовавшийся в торфяную стадию, в большей своей части улетучился в атмосферу, так как отсутствовала газодерживающая крышка. Однако часть газа, которая была заключена в торфяной массе, безусловно, сохранилась и до того времени, когда торфяная масса дошла до стадии угля. Следовательно, современный газ в угленосных толщах состоит как из газа, оставшегося от торфяной стадии, так и главным образом из газа, возникшего в результате углефикации в условиях погружения угля на глубину и перекрытия его породами. Образовавшиеся таким образом газы сорбировались веществом угля, скапливались в больших количествах в виде свобод-

ных газов как в пластах угля, так и в породах, его вмещающих, если для их сохранения были благоприятные геологические условия (литологический состав пород, пористость и трещиноватость углей и пород).

Подтверждением того, что газ в больших объемах скапливался в виде свободного газа, заключенного в угольных пластах и породах, его вмещающих, могут служить те колоссальные объемы газа (до сотен тысяч кубических метров в сутки), которые выделяются из суфляров*.

На больших глубинах придется разрабатывать не только угольные, но и угольно-газовые месторождения. Газовыделения в шахтах при этом будут огромными и вопросы борьбы с газом, и в том числе с внезапными выбросами угля и газа, станут первоочередными в развитии горно-эксплуатационных работ. Необходимо, чтобы на больших глубинах геологи при разведке шахтных полей подсчитывали бы не только запасы угля по всем категориям, но и запасы газа, заключенные в углях и породах, их вмещающих, по всем категориям, а также выявляли бы угольные пласты, склонные к внезапным выбросам угля и газа.

§ 21. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЕЙ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

В настоящее время угли в основном используются для сжигания, коксования, полукоксования, газификации, гидрогенизации и экстракции.

Непосредственное сжигание углей в топках для получения энергии до сих пор является основным способом их использования. Для этой цели могут быть пригодны угли всех типов и марок, если содержание в них золы не слишком высокое. С целью снижения зольности низкосортных углей последние предварительно обогащаются. Процесс обогащения заключается в отделении и удалении от угля породных прослоек, а также минеральных включений, дающих так называемую внешнюю золу.

Тонкорассеянные минеральные примеси, образующие внутреннюю золу, почти не поддаются удалению и такие угли считаются труднообогатимыми. В настоящее время часть высокзолых углей сжигается в виде пыли с вдуванием в топку котлов через форсунки. Такой вид сжигания обеспечивает более полное сгорание угля при меньшем его расходе в сравнении с кусковым углем. Сжигание низкосортного угля в топках производится также в форме брикетов, т. е. плиток, прессованных из нестойких, быстро рассыпающихся углей (в основном бурых) и угольной мелочи с добавлением в нее в отдельных случаях битумов, как связывающих веществ.

Коксование основано на способности коксующихся сортов углей или их смесей при нагревании до 750—1100° С без доступа

* Свободное выделение газа под большим давлением и главным образом из трещин.

воздуха давать твердый остаток — кокс и побочные продукты. Главным потребителем кокса является металлургическая промышленность. Для коксования используются неокисленные каменные угли, в качественную характеристику большинства которых должны входить определенные нормы содержания золы, серы, влаги, летучих веществ и фосфора. Ранее для этого использовались только одни коксовые угли, в настоящее время стали использовать угли различных марок (от ГЖ до ОС).

В процессе коксования кроме конечного остатка — кокса получают деготь (смолу), аммиачную воду и газ. В свою очередь смола и газ служат исходным материалом для изготовления самых разнообразных и многочисленных химических продуктов — от взрывчатых веществ до сахара, от карболовой кислоты до утонченных духов и от лекарственных веществ до сильнейших ядов. Аммиачная вода главным образом идет на изготовление азотной кислоты.

Полукоксование основано на свойстве углей при нагревании до 500—600° С разлагаться на газ, деготь и подсмольную воду с конечным твердым остатком — полукоксом. Решающим показателем в характеристике углей, идущих для полукоксования, является выход дегтя как сырья для получения искусственного жидкого топлива (бензина, керосина, масел). Каменные угли дают выход дегтя от 5 до 15%, бурые угли — до 25%, сапропелиты — до 30% и более из расчета на обезвоженный уголь. Полукокс и газ, получаемые при полукоксовании, используются главным образом как высококалорийное топливо. При переработке углей (газификация) получаемые газы идут на промышленные и бытовые цели. В зависимости от видов переработки получают газы: коксовальный, полукоксовальный, смешанный, генераторный. Для углей, предназначенных для газификации, большое значение имеет их прочность, склонность к растрескиванию при сушке и термическая устойчивость.

Гидрогенизация (получение искусственного жидкого топлива) производится путем воздействия на уголь водорода в присутствии катализаторов, в результате чего получается выход жидких горючих до 70% от горючей массы. Для этого применяются только малозольные, в основном битуминозные угли.

Экстракция (получение горного воска) производится из битумов бурых углей. Основным показателем при оценке углей, идущих для этой цели, является не только общий выход битума, но и главным образом процентное содержание воска и качественная его характеристика.

Классификация углей по степени их использования в промышленности (по Ю. А. Жемчужникову) дана в табл. 9. По структуре Государственной комиссии по запасам угля и сланцы по видам их использования в промышленности подразделяются на энергетические, коксовые, пригодные для полукоксования, для получения жидкого топлива и для газификации.

Промышленная классификация углей (по Ю. А. Жемчужникову)

Направление использования	Промышленный класс углей	Вид углей	Подвиды углей	Примеры
Химико-технологическое	Экстракционные	Землистые бурые угли и слоистые (украинские) богхеды	1. После экстракции брикетируемые	Украинские бурые угли; хахарейский слоистый богхед
	Перегонные	Сапропелиты, липтобиолиты, богатые кутином, спорным и суберином, каменные угли	2. После экстракции перегоняемые	Иркутские сапропелиты; подмосковный сапропелит и др.
Металлургическое	Коксовые	Каменные угли	<ol style="list-style-type: none"> 1. Коксующиеся самостоятельно 2. Коксующиеся в смеси с отошающими присадками 3. Коксующиеся в смеси с жирными присадками 4. Угли, служащие жирной присадкой 5. Угли, служащие тощей присадкой 	<p>Донецкие и кузнечные угли</p> <p>Некоторые тощие; доменные каменные угли Волковский пласт Кузбасса</p>
Энергетическое	Непосредственно сжигаемые	Всевозможные угли	<ol style="list-style-type: none"> 1. Брикетирующие без связывающего материала 2. Брикетирующие со связывающим материалом 	

§ 22. ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ

Под горючими сланцами понимают глинистые или известняковые битуминозные породы, легко загорающиеся от спички и горящие коптящим пламенем с характерным запахом битумов. Часть горючих сланцев содержит готовый битум, пропитывающий породы. Большая часть собственно горючих сланцев относится к сапропелитовым образованиям.

Сланцы, как и сапропелиты, образовались из водорослей и планктона в пресноводных и морских водоемах типа прибрежно-морских лагун и заливов. Горючие сланцы можно рассматривать как зольные разновидности сапропелитов. На дне водоемов отмерший материал (фитопланктон, остатки животных организмов и наземных растений) подвергался бактериальному разложению, большей частью без доступа воздуха. Образовавшийся сапропель смешивался с минеральными веществами и, погружаясь под тяжестью вышележащих слоев пород, постепенно уплотнялся и затвердевал.

Большая часть горючих сланцев имеет листовидный характер. В свежем виде многие сланцы режутся ножом и даже дают стружку. Цвет сланцев различный: бурый, шоколадный, темно-серый, иногда светло-желтый. Удельный вес их различен: например, эстонские сланцы имеют удельный вес 1,26—1,71, чудовские 1,44—2,77. Элементарный состав в процентах органической массы характеризуется следующими данными: углерода 61—78, водорода 6,8—9,7, кислорода, азота и серы 14,2—20,6. Содержание битумов очень мало. Характерен высокий выход первичного дегтя. Состав различных сланцев показан в табл. 10.

Т а б л и ц а 10

Состав различных сланцев, %

Сланец	Влага	Карбо- наты	Угле- род	Водо- род	Сера	Азот	Битумы
Гдовский	3,9	10,66	76,57	9,26	1,79	—	2,0
Волжский	5,4	4,74	62,77	7,07	6,59	—	2,0
Романовский	5,8	4,90	64,17	8,12	2,04	—	—
Прибалтийский	—	—	81,6	8,7	—	—	—
Каширский	—	—	64,7	7,3	—	—	—
Буяновский	—	—	61,3	7,3	—	—	—
Кукерский	—	—	77,5	9,7	—	0,4	—
Чудовский	—	—	73,1	9,0	—	0,7	—
Диктеонемовый	—	—	69,9	6,6	—	2,0	—

Сланцы всегда залегают в осадочных породах в виде отдельных слоев, пересланяющихся минеральными породами. Число слоев иногда бывает очень велико; например, в залежах Кендерлькских сланцев известно 50 слоев, в Ухтинских 59.

В горючих сланцах содержатся углеводородные вещества, богатые водородом, так называемые битумы. Эти битумы могут быть

двух родов. Одни из них извлекаются из породы органическими растворителями (например, бензолом), что имеет место и у пород, пропитанных асфальтом или нефтью. Другие же не выделяют битумов при обработке растворителями, но при сухой перегонке могут дать пиробитумы. Поэтому горючие сланцы можно разделить на две группы: 1) пропитанные готовыми битумами; 2) пиробитуминозные, или собственно горючие сланцы, не заключающие готовых битумов, но дающие их при нагревании при сухой перегонке.

Встречаются в природе и переходные разности. Первая группа горючих сланцев также может быть подразделена на асфальтоподобные, куда относятся многие горючие сланцы Канады, и сланцы типа Калифорнийских (Монтерей), битумы которых связаны с органическими остатками и иногда рассматриваются как материнские породы для образования нефти.

Ко второй группе, к которой принадлежит большая часть сланцев, относятся преимущественно сапропелевые преобразования, т. е. отложения биогенного органического ила. Между гумусовым углем и углистыми сланцами то же соотношение, что и между сапропелевым углем и горючими сланцами, которые представляют собой зольные разновидности кеннелей, богхедов и других сапропелитов.

Современные представители сапропелитов лучше всего изучены из пресноводных отложений, реже из лагунных осадков. Между тем среди ископаемых горючих сланцев часто встречаются именно лагунные и морские осадки. Примером могут служить волжские горючие сланцы.

Применяются горючие сланцы как топливо и как химическое сырье. Сланцы с теплотой сгорания (на сухое топливо) свыше 1500 ккал/кг используются в качестве топлива в стационарных и подвижных (паровозы) установках. Лучший тепловой эффект достигается при сжигании сланцев в пылевидном состоянии или в смеси с антрацитовым штыбом. Главная масса горючих сланцев используется в качестве энергетического топлива, а также перерабатывается термическим способом на газообразное и жидкое топливо, смазочные материалы и разнообразные химикаты.

ГЛАВА III

ГАЗООБРАЗНЫЕ И ЖИДКИЕ ГОРЮЧИЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

§ 23. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРИРОДНЫХ ГАЗАХ, ИХ СОСТАВЕ И УСЛОВИЯХ НАХОЖДЕНИЯ

История изучения природных газов. Газы, выделяющиеся в природных условиях из недр земли или скапливающиеся на глубине в пористых горных породах, называются природными, или естественными. Известные во многих местах на земной поверхности

естественные выделения газов, особенно горючих, издавна привлекали внимание человека и служили иногда даже предметом поклонения. Так, сведения о природных газах можно найти в древнейших литературных источниках (Геродот, Плиний Старший, Сенека Люций, китайские летописи и др.). Очень давно начали использовать природные газы с самыми разнообразными целями, например, для выпаривания соли из рассолов (Китай), для освещения (Генуя), для обжига извести (Сурахана — Апшеронский полуостров). Однако природный газ как полезное ископаемое приобретает значение лишь со второй половины XIX столетия, и в настоящее время в нашей стране и ряде других стран эксплуатация его играет первостепенную роль в промышленности и хозяйстве страны.

Физико-химические свойства природных газов. Природные газы представляют собой смесь газообразных соединений или элементов, или тех и других. Они обладают определенными химическими свойствами, различны по формам их нахождения и проявления в природе, а также по условиям происхождения.

В образовании природных газов принимают участие главным образом следующие химические соединения и элементы: углеводородные соединения, углекислый газ, азот, кислород, сероводород, водород, окись углерода, сернистый газ, пары воды, редкие (инертные) газы: тяжелые — аргон, ксенон, криптон и легкие — неон и гелий. Среди газов угольных месторождений обычно преобладают метановые и реже тяжелые углеводороды и главным образом этан (C_2H_6).

Углеводородные газы образуют в горных породах крупные скопления или залежи, позволяющие извлекать на поверхность миллионы кубометров газа в сутки, иногда в течение многих десятков лет. Поэтому в практике часто под природными или естественными, газами понимают именно горючие газы. По химическому составу горючие газы представляют собой смесь отдельных газообразных углеводородных соединений, подразделяемых на две основные группы: 1) алканы, или насыщенные предельные углеводороды, с общей формулой C_nH_{2n+2} , где n — число от 1 до 5. В атмосферных условиях газообразными углеводородами являются метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) и при некоторых условиях пентан (C_5H_{12}); 2) алкены, или ненасыщенные непредельные углеводороды, с общей формулой C_nH_{2n} .

§ 24. МИГРАЦИЯ ГАЗА

Изучение процессов миграции имеет большое значение в установлении условий аккумуляции газа и нефти и образовании их залежей. Миграция газа происходит по свободным порам и трещинам, зонам тектонических нарушений (свободная миграция, или фильтрация) или через всю толщу, включая и кристаллические породы, благодаря проникновению молекул одного вещества сквозь

другое (диффузия). Объемная скорость фильтрации (или эффузии) определяется по формуле:

$$Q = \frac{KS(P_1^2 - P_2^2)}{2\mu h},$$

где Q — объемный расход газа, см³/сек; K — коэффициент проницаемости; S — площадь сечения, см²; P_1 и P_2 — давления на входе и выходе пористой среды, ат; h — длина пористой среды, см (рис. 13); μ — абсолютная вязкость, сантипуаз*.

Свойство пород пропускать через себя жидкости или газы при существующем перепаде давления называется проницаемостью:

$$K = \frac{Q2\mu h}{S(P_1^2 - P_2^2)},$$

где K — коэффициент проницаемости, миллидарси.

Изучение проницаемости различных пород показало, что ее величина сильно колеблется для разных типов пород и отдельных образцов породы (табл. 11).

Эффузия (фильтрация) газа представляет весьма распространенный процесс, идущий от мест образования или скопления газа в недрах земли к поверхности. Проявление эффузии наблюдается на поверхности земли в виде сухих (не связанных с водными источниками) газовых источников, называемых газовыми струями.

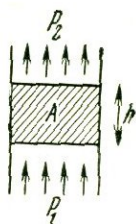


Рис. 13. Одномерная фильтрация газа.

A — пористая сфера, ограниченная с боков непроницаемыми стенками

Проницаемость некоторых осадочных пород

Таблица 11

Порода	Проницаемость K , миллидарси	Порода	Проницаемость K , миллидарси
Песчаники (Баку)	30—1400	Песчаник Вулбайн (Ист-Техас, США)	19—3300
Пески (Баку)	≤ 2500	Песчаник Бредфорд (США)	0,5—131
Песчаники (Грозный)	0,0005—1000	Некоторые обломочные породы	3000—10000 и более
Глины (Грозный)	0,001—90		
Известняки и доломиты	0,0007—2300 и более		

В связи с различной скоростью миграции и различной сорбцией отдельных компонентов газов происходит изменение его состава. При миграции газов по трещинам состав их меняется мало, бла-

* Сантипуаз — единица измерения вязкости представляющая силу сопротивления взаимному перемещению двух слоев жидкости с поверхностью 1 см², находящихся друг от друга на расстоянии 1 см, если действующая сила вызывает их взаимное перемещение со скоростью 1 см/сек.

годаря большой скорости передвижения. Миграция же газа через слабопористые и плотные (практически непроницаемые) породы происходит очень медленно. Газ находится в пути сотни тысяч и миллионы лет. Он должен проникнуть через самые различные по составу горные породы, поэтому и состав газа изменяется. Например, при миграции углеводородного газа часть его поглощается (сорбируется) горными породами, при этом тяжелые углеводороды сорбируются лучше, чем метан, что приводит к тому, что мигрирующий газ обогащается метаном. Проходя через водоносные горизонты, углеводородный газ растворяется в воде, причем, тяжелые углеводороды растворяются лучше, чем метан.

Диффузия газа в отличие от эффузии (фильтрации) представляет собой иное явление, обусловленное собственным движением молекул. Если два газа, имеющие одинаковое давление, будут приведены в соприкосновение, то постепенно молекулы одного газа проникнут в среду молекул другого. В конце концов оба газа будут полностью перемешаны, хотя давление останется неизменным. Это перемешивание происходит благодаря собственному движению молекул газа и наличию больших промежутков между молекулами. Подвижность молекул обуславливает ряд диффузных явлений. Если в порах породы в отдельных ее участках имеются разные газы, то и при отсутствии перепада давления все они с течением времени перемещаются и содержащийся в породе газ будет представлять собой однородную смесь.

Газ, растворяясь в жидкости, далее уже диффундирует в ней. Молекулы растворенного газа движутся в жидкости. Поэтому газ, находящийся в контакте с жидкостью, даже если вся система находится в покое (жидкость и газ неподвижны, в жидкости нет конвекционных токов и т. д.), с течением времени, растворяясь только на поверхности жидкости, насыщает ее всю. Таким образом, газ мигрирует в жидкости и может за счет диффузии пройти сквозь нее. Аналогично происходит диффузия газа в твердом теле.

Диффузия обусловлена градиентом концентрации вещества. Если в данном направлении концентрация вещества, в частности одного газа в другом, остается постоянной, то никакого изменения концентрации не произойдет, хотя будут иметь место движения молекул и их взаимное перемешивание. Если же концентрация одного вещества в другом по какому-либо направлению неодинакова, то взаимное движение молекул стремится выравнять ее, поскольку из места с более высокой концентрацией в место с более низкой двигается большее количество молекул, чем в обратном направлении.

Причиной возникновения диффузии может служить не только наличие градиента концентраций, но также и различие температур в различных частях смеси (термодиффузия). Диффузия может происходить в однокомпонентной среде (самодиффузия), в двухкомпонентной (взаимодиффузия) и в многокомпонентной смеси. Явления термодиффузии используются в технике для разделения изотопов и газовых смесей. Ее следует учитывать при разращении

вопросов диффузии в глубинных недрах земли, где температурный градиент постоянно существует.

Для жидкостей коэффициент диффузии в сотни тысяч раз меньше, чем для газов.

В природных условиях встречаются прежде всего следующие виды диффузии газа. 1. Газ в другом газе в порах породы (свободная диффузия). 2. Газ в жидкости (воде или нефти). 3. Газ в твердом теле (в веществе породы). 4. Газ в песчаных и карбонатных породах, насыщенных водой. 5. Газ во влажной глине.

В природных условиях миграции газов (фильтрация и диффузия) тесно переплетаются друг с другом. Если говорить о значительных площадях или объемах горных пород, то всегда имеет место смешанный фильтрационно-диффузионный поток, хотя на отдельных участках горных пород может превалировать фильтрация или диффузия газа. По характеру и масштабу выделяются следующие виды миграции. 1. Фильтрация газа, проходящая по незакрытым водой трещинам и сообщающимся порам при наличии перепада давления. 2. Всплывание газа в трещинах и порах, занятых водой. 3. Диффузия в породах, где все поры и трещины заполнены водой. 4. Диффузия мигрирующего газа в газе, содержащемся в порах и трещинах. 5. Перенос растворенного газа водой, движущейся в порах горных пород.

Все эти виды миграции газа происходят в каждой газоносной структуре.

§ 25. ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ

Нефть принадлежит к той немногочисленной группе полезных ископаемых, вопрос о происхождении которых до настоящего времени не решен. Проблема происхождения нефти и ее месторождений охватывает целый комплекс вопросов, главнейшие из которых следующие: 1) природа исходного материала и условия превращения его в нефтяные углеводороды; 2) причины концентрации колоссальных количеств нефти в небольших участках земной коры.

Решается эта проблема путем лабораторных, геологических и геохимических исследований. Несмотря на выполненные многочисленные лабораторные исследования и большой геологический материал, собранный на протяжении многих десятилетий разведки и эксплуатации месторождений, проблема эта еще далека от решения. Высказанные взгляды чрезвычайно разноречивы и в ряде случаев не обоснованы геологическими данными. Около пятидесяти лет назад один из больших знатоков проблемы нефтеобразования английский ученый геолог Сидней Пауэрс сказал, что ко времени, когда из земли будет извлечен последний галлон нефти, еще не будет создана гипотеза ее образования, в равной мере удовлетворяющая всех заинтересованных и согласующаяся со всеми мыслимыми геологическими условиями.

Исследователи принципиально расходятся во взглядах на природу исходного материала нефти: одни считают исходный материал неорганическим, другие — органическим.

Для объяснения происхождения нефти было предложено большое количество различных гипотез, но в общем все они разделяются на две категории: гипотезы органического происхождения нефти и гипотезы неорганического происхождения нефти.

Гипотезы органического происхождения нефти. Органические теории происхождения нефтяных углеводородов могут быть разделены на четыре основных направления. Первое заключается в том, что в процессе построения своих тел, клеточных оболочек, различных структурных элементов клетки растения и животные, и в особенности микробы (как показали анализы Чибнола и Цинбеля), синтезируют углеводороды. Эти углеводороды могут быть разрушены микробами после отмирания организмов, но относительная скорость их расщепления меньше, чем для других компонентов.

В анаэробных условиях, при общем недостатке кислорода, углеводородные соединения могут сохраняться, давая, таким образом, непосредственно материал для битумо- и нефтенакпления. Однако количественное содержание углеводородов в организмах ничтожно мало. Следовательно, сопоставление количества имеющихся залежей нефти с теми количествами живой органики, которые необходимы для ее образования по этому пути, показывает, что вряд ли с этим процессом связаны скопления огромных залежей нефти.

Объяснение происхождения углеводородов из жиров — исторически наиболее ранний взгляд. Эта точка зрения впервые была выдвинута в 1888 г. немецким химиком Энглером и геологически обоснована Гефером и получила впоследствии название гипотезы Энглера и Гефера.

Основным недостатком теории Энглера следует считать слишком высокие температуры, при которых могли бы сохраниться парфирины, гемины и другие малоустойчивые вещества (до 200° С). Кроме того, трудно доказать возможность массовой гибели животных в региональном масштабе и в различные эпохи геологической истории, чтобы объяснить широкое развитие нефтеносных отложений. Скоплениями рыбы нельзя объяснить наличие нефти в кембрийских и нижнесилурийских отложениях, где массовое нахождение рыб сомнительно. Фораминиферы, как более распространенные массовые формы, скорее могли бы дать подобные скопления. Однако известные фораминиферовые отложения (например, на Кавказе) не являются носителями промышленных скоплений нефти.

Теория Энглера и Гефера была поддержана Г. Л. Стадниковым, согласно воззрению которого исходный сапропелевый или сапропелево-гумусовый материал в условиях бактериального разложения в солоновато-водных бассейнах превратился в так называемую «первичную нефть». Первичная нефть, по Г. Л. Стадникову, пре-

ставляет собой густую вязкую жидкость большой плотности. В соленоватых бассейнах происшедшие из сапропеля неопредельные жирные кислоты медленно полимеризуются и под влиянием анаэробных бактерий частично превращаются в углеводороды или кетоны. В общей массе жирных кислот растворяются как полученные дериваты, так и гуминовые вещества. Для превращения первичной нефти в природную необходим приток углеводородных газов, которые гидрогенизуют полимеризаты первичной нефти. Эти газы, по мнению Г. Л. Стадника, поступают из глубины (из недр земли), где пары вследствие высокой температуры могут разлагаться с выделением водорода.

Существенным недостатком этой гипотезы является необходимость допущения спорадического скопления больших масс растительности, что плохо вяжется с региональным распространением углеводородов и родственных им продуктов в природе.

Таким образом, некоторые исследователи, рассматривая вопрос о происхождении нефти, перекидывали мост через органический (биогенный) углерод к неорганическому (глубинному) водороду.

Гипотезу о происхождении углеводородов из азотистых веществ ранее других (1923 г.) высказал Гехт, затем Траск и Патнод, позднее она была поддержана Батуриным. Происхождение углеводородов эти исследователи связывали с аккумуляцией значительных количеств азота в телах бактерий, где он находился главным образом в виде сложных белковых соединений. Основа теории заключается в том, что главным компонентом современных морских осадков являются сложные азотистые соединения (протеины), которые после дезаминирования и декарбоксилирования могут образовывать углеводороды.

Появление водорода биологическим путем, как следствие разложения целлюлозы ($C_6H_{10}O_5$) микроорганизмами, впервые пытался объяснить В. Б. Порфирьев. Он говорил о вероятном образовании углеводородов из углеводов. В настоящее время он отказался вообще от теории органического происхождения нефти и стал сторонником неорганического ее происхождения.

«Углеводной» теории в настоящее время придерживаются Хекфорд, Берль, О. А. Радченко, В. А. Успенский, Н. А. Орлов, которые доказали возможность образования углеводородов из углеводов в лабораторных условиях. Установлена возможность превращения углеводородов в нефтеподобные продукты при восстановлении их водородом. Исследование этих продуктов показало наличие в них парафиновых неопредельных, полиметиленовых и ароматических углеводородов. В то же время ряд исследователей (Г. Л. Стадник, В. А. Соколов и др.) возражают против возможности таких превращений в природных условиях. По их мнению, углеводы в природных условиях разлагаются нацело до газообразных и легко растворимых в воде продуктов, которые не могут играть существенной роли в процессе нефтеобразования.

В 1932 г. И. М. Губкин предложил теорию смешанного расти-

тельно-животного происхождения нефти, известную в качестве теории нефтематеринских свит, или сапропелитовой теории происхождения нефти.

И. М. Губкин отмечает: «Итак, суть сапропелитовой теории состоит в том, что она за исходный материал считает сапропель или сапропелит смешанного растительно-животного происхождения, подвергающийся после своего отложения непрерывному процессу изменения, в результате которого сапропелеевое вещество превращается в нефть» (с. 390). По мнению И. М. Губкина, основным исходным материалом для нефти был углеводородный материал (жиры, воски), а для углей — углеводный (клетчатка или целлюлоза). Наиболее пригодным исходным для нефти органическим веществом он считал планктон, состоящий из свободно плавающих микроскопических фитоорганизмов и отчасти зооорганизмов (диатомей и др.), накапливающихся в огромных количествах в водных бассейнах и составляющих основную массу органического вещества — сапропеля.

Средний состав органической части сапропеля определяется формулой $C_{12}H_{18}O_6$, где 55,8% С; 7,0% Н; 37,2 О (N+S) при содержании органического вещества в сапропеле до 67%. В зависимости от существующих условий преобразование органического вещества происходит в двух направлениях: в пресноводном или слабосоленатоводном бассейне при некотором доступе кислорода органическое вещество превращается в богхеды или угли смешанного происхождения, а в восстановительной обстановке — в нефтяные углеводороды. Определяя физико-географические условия происхождения нефти, И. М. Губкин указывает, что она образуется не в пресноводных бассейнах, не в болотах, а в областях древних мелководных морей, их заливах и прочих частях, на месте теперешних геосинклиналов или в их краевых зонах, примыкавших к геоантиклинальным поднятиям. Процесс превращения исходного материала в нефтяные углеводороды весьма сложен и точно еще не выяснен.

Накопившийся на дне бассейна органический материал претерпевает две стадии преобразования. В первой — биохимической — при содействии бактерий происходит разложение белковых веществ с образованием H_2S , CH_4 , CO_2 , NH_3 и других продуктов распада, в результате которого возникает органическое вещество — кероген. Во второй стадии — геохимической или динамохимической — эти продукты под влиянием повышенных температур и давлений превращаются в нефть и газ.

В дальнейшем, в результате давления вышележащих пластов и тектонических движений нефть и вода выдавливаются из нефтематеринских пород, в которых они образовались, в более пористые породы — пески и песчаники, где, двигаясь вверх по восстанию пластов, нефть образует в имеющихся на ее пути ловушках промышленные скопления (рис. 14).

Весьма оригинальной, на наш взгляд, является теория органического происхождения нефти, высказанная академиком Н. Д. Зе-

линским и развитая В. А. Соколовым. Она по существу является окислительной теорией, хотя сами авторы не употребляют этого выражения. Речь идет о возможности получения нефтяных углеводородов из метана. Н. Д. Зелинский писал, что не представляется ли поэтому несомненным связь с колоссальными запасами метана в недрах Земли в том именно смысле, что метан сам по себе может быть материнским веществом нефти.

Н. Д. Зелинский и В. А. Соколов предполагают, что первой ступенью нефтеобразовательного процесса служит полное разложение органического вещества до углекислоты и метана, количества которого в природе огромны. Образуюсь в анаэробных условиях, метан является конечным продуктом восстановления углерода, и любое его дальнейшее превращение должно рассматриваться как окислительный процесс.

Активным действующим агентом анаэробного окисления метана считается радиоактивность во всех ее проявлениях. В. А. Соколов исходным продуктом для образования углеводородов рассматривает органическое вещество, преобразующееся под действием радиоактивных излучений.

Теория Н. Д. Зелинского и В. А. Соколова занимает промежуточное место между органическими и неорганическими теориями. Она биотическая, потому что подразумевает участие живых существ в начале процесса, а ход дальнейших превращений приписывается факторам другого порядка. В этой теории остаются открытыми два вопроса: о количестве углекислоты, которое должно быть очень значительным, чего не наблюдается при метановом брожении, органических веществ.

Большое значение обнаружению углеводородов в современных илах придает в своих последних работах Н. Б. Вассоевич, хотя он и не ставит знака равенства между углеводородами, синтезируемыми живым веществом, и рассеянной нефтью («микронфтью») в осадках и горных породах. Эти исходные углеводороды и «микронфть», по Н. Б. Вассоевичу, претерпевают дальнейшие изменения, переходя в капельно-жидкую нефть.

В. А. Соколов считает, что органическое вещество следует рассматривать как исходный материал образования нефти и углеводородного газа в осадочных породах. Основными факторами, обуславливающими образование нефти и углеводородного газа из органического вещества, следует считать повышенную температуру и высокое давление, имеющееся в толщах пород на значительных глубинах, а также каталитическое влияние самих пород (рис. 15). Эту точку зрения он подтвердил и в своем докладе на Всесоюзном совещании по генезису нефти и газа в 1968 г.

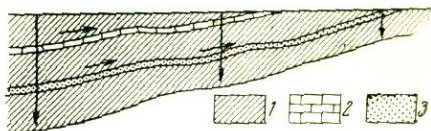


Рис. 14. Схема процесса погружения нефтематеринских пород отжима и миграции нефти и газа вверх по восставанию.

1 — глина; 2 — известняки; 3 — пески

Гипотезы неорганического происхождения нефти. *Космическая гипотеза.* В 1889 г. В. Д. Соколовым была высказана мысль о том, что углеводороды в земной коре образовались одновременно с ее возникновением. Этой точки зрения придерживаются в СССР В. Б. Порфирьев и в известной мере П. Н. Кропоткин, а за границей — американские ученые Ван-Гейль и Паркер. Последние ссылаются на результаты спектрального анализа и изучения плотности планет нашей солнечной системы, которые показали наличие метана в атмосфере Сатурна, Нептуна и Юпитера, а также наличие метана и высокомолекулярных углеводородов в составе планет.

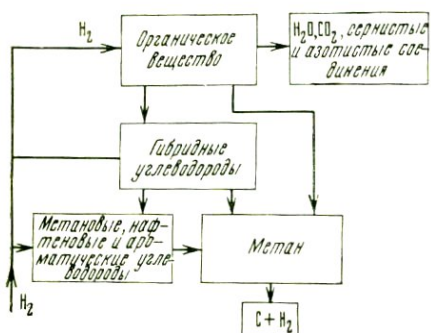


Рис. 15. Общая схема процесса нефтеобразования. По В. А. Соколову

Исследователи планет солнечной системы заключают, что они являются родственными по своему происхождению и одинаковыми по составу (с некоторыми вариациями в пропорциях различных компонентов). Поэтому можно сделать вывод, что углеводороды были представлены в первичном материале Земли. В последнее время было установлено наличие в составе атмосферы некоторых планет высокомолекулярных углеводородов.

На этом основании В. Д. Соколов высказал гипотезу космического происхождения нефти, согласно которой углеводороды содержались в газовой оболочке Земли в бытность ее в огненно-жидком состоянии. По мере остывания Земли углеводороды поглощались остывающим субстратом и, наконец, конденсировались в верхних, наиболее остывших его слоях в земной коре. В. Д. Соколов указывал, что нефть присуща многим телам вселенной, и ее образование подчинено закономерностям мировых процессов. Возможно, что некоторая часть углеводородов, обнаруживаемых на Земле, образовалась по этой или другой, близкой к ней, схеме.

В. Б. Порфирьев считает, что неорганический синтез углеводорода в природной нефти во всей его сложности и многообразии возможен и не вызывает возражений ни со стороны химии, ни со стороны геологии. При этом возможен вариант перманентного образования углеводородов в магматических зонах, принимаемый Н. А. Кудрявцевым, и вариант космической первозданной их природы.

Согласно концепции В. Б. Порфирьева, нефть в том виде, в котором мы встречаем ее в природе, в настоящее время является такой же первозданной космической субстанцией, как железо, силикаты, вода, водород, метан и другие, входящие в состав про-

топланетного облака и формировавшиеся путем агрегации по схеме холодного образования планеты солнечной системы — и Земли, и других планет.

Угледороды не только в форме метана, но и более сложных соединений имеют по представлениям современной астрофизики колоссальное распространение в космосе и, в частности, в солнечной системе.

В процессе перераспределения первичных планетных скоплений материи значительная часть флюидов, в том числе вода и нефть, была выжата на земную поверхность.

Таким образом, из изложенного следует, что В. Б. Порфирьев полностью принимает и дальше развивает взгляды В. Д. Соколова, высказанные им еще в 1889 г.

В. Б. Порфирьев указывает на существование двух фаз появления нефти из глубинных зон земного шара на его поверхности — в протерозое и в третичную эпоху. Время формирования всех известных нефтяных месторождений приурочено к третичной эпохе, преимущественно к ее концу. Все известные месторождения нефти образовались в промежуток от конца мелового периода до начала четвертичного; на Земле не было нефтяных месторождений, по крайней мере начиная с кембрия и до конца мела.

П. Н. Кропоткин, как и В. Б. Порфирьев, развивает космогоническую теорию происхождения нефти, выдвинутую В. Д. Соколовым.

П. Н. Кропоткин отмечает, что изучение тектонических и регионально геологических закономерностей размещения нефти и газа в платформенных и складчатых областях показывает, что именно тектонические деформации земной коры, а не распространение отложений, богатых органическим веществом, контролируют размещение целых нефтеносных провинций, районов и отдельных месторождений. Это вызывает необходимость пересмотра основных положений органической (биогенной) теории происхождения нефти в свете современных геотектонических, геохимических и космогонических данных.

П. Н. Кропоткин считает, что локализация нефти и газа определяется не распространением по вертикали и по площади осадочных толщ, наиболее богатых органическим веществом, а факторами тектонического и геохимического характера.

Минералогическая гипотеза. В середине XIX века гипотеза минерального происхождения была высказана французским химиком Бертелло, который предполагал, что в земной коре, благодаря взаимодействию углекислоты и щелочных металлов, образовались ацетилен-карболовые кислоты, перешедшие в ацетилен, который, уплотняясь, превратился в нефть.

Стройная схема минерального происхождения нефти была создана Д. И. Менделеевым в 1877 г. Он в своих выводах опирался на ряд экспериментов, подтверждающих возможность образования нефти минеральным путем. По мнению Д. И. Менделеева, гипотеза органического происхождения нефти не может считаться удовлет-

ворительной потому, что нефть не приурочена к какой-либо геологической эпохе, в которой можно было бы представить обильное развитие организмов, давших нефть, а находится в горных породах всех эпох — от докембрия до четвертичного периода.

Основой для гипотезы неорганического происхождения нефти Д. И. Менделееву послужило следующее. Им было подмечено, что большинство известных месторождений земного шара концентрируется в окраинных зонах горных хребтов. Эти зоны, по мнению Д. И. Менделеева, будучи областями сочленения платформы и горных складчатых сооружений, являются одновременно зонами развития крупных разломов, углубляющихся в недра на десятки километров и служат путями, по которым поверхностная вода проникает в глубь земли.

Д. И. Менделеев считал, что углеводороды могут образоваться в недрах Земли при действии воды на карбиды тяжелых металлов. Одним из наиболее распространенных тяжелых металлов является железо. Карбид железа FeC не может сохраниться в земной коре, богатой кислородом. Здесь происходит его быстрое разложение с образованием устойчивых окислов железа Fe_2O_3 , углекислого газа CO_2 и окиси углерода CO . Взаимодействие воды с карбидами металлов, по мнению Д. И. Менделеева, давало смесь углеводородных паров и воды, которые под влиянием большого давления перегретого пара поднимались по тем же трещинам в области малого давления, где происходило сжижение их в нефть. Часть нефти, таким образом, осталась в недрах Земли, а другая, вынесенная на земную поверхность, испарялась, окислялась и пропитывала породы. Таким образом получились асфальты, озокериты, смолистые горючие сланцы, богхеды и другие битуминозные породы.

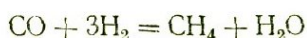
Мы должны отдать должное Д. И. Менделееву, который в 1877 г. дал блестящее обоснование гипотезы неорганического глубинного происхождения нефти, пользовавшуюся значительным успехом во второй половине XIX века не только у русских, но и у зарубежных геологов. Этой теории, в частности, придерживался русский академик Г. В. Абих, известный исследователь геологии Кавказа. Позже, в 20-х и 30-х годах нашего столетия, она была до некоторой степени забыта. Но в последнее время среди геологов опять появились сторонники неорганической гипотезы: в Советском Союзе — В. Б. Порфирьев, Н. А. Кудрявцев, П. Н. Кропоткин, А. И. Кравцов и другие; за границей — Мак-Дермонт, Кост Клоец и др.

Н. А. Кудрявцев указывает, что нефть не связана с органическим веществом, а ее тяготение к фундаменту указывает на ее проникновение в осадочную толщу снизу, из глубоких недр, поскольку в кристаллических породах она образоваться не могла.

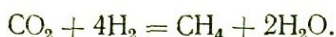
Тяготение нефти и газа к кристаллическому фундаменту подтверждается постоянством и широким распространением в нем нефтепроявлений. Промышленные и полупромышленные залежи нефти или газа в кристаллических или метаморфических породах

фундамента известны в настоящее время во многих районах земного шара: в серпентинитах на месторождении Литтон-Спринге, в гранитах — Пенхендл (Техас, США), Санта-Мария, Буена-Виста-Хилс и других в Калифорнии, в изверженных породах на месторождении Фэрбо в Мексике, Венесуэле и Колумбии, Сахаре и Западной Сибири. Нефтепроявления структур Западно-Сибирской низменности «Лысые своды» связаны с кристаллическими породами фундамента. Исключительный интерес представляют проявления углеводородных газов и битумов нефтяного ряда в кристаллических породах Хибинского щелочного массива.

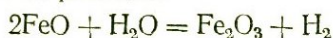
Наши многолетние научные исследования геологии и геохимии природных газов позволяют сделать вывод о том, что метан и его гомологи — тяжелые углеводороды (C_nH_{2n+2}) могут образоваться в результате миграции водорода H_2 и окиси углерода CO или двуокиси углерода CO_2 из подкоровых глубин Земли. При этом реакции могут быть самые различные, некоторые из них идут примерно так:



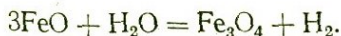
или



Водород образуется при действии водяных паров на железистые силикаты, входящие в состав горных пород при температуре примерно $300-500^\circ C$ по реакции:

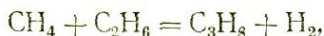


или



Таким образом, водород выделяется при магматизме из недр Земли на дневную поверхность в значительных объемах. При поднятии магмы к дневной поверхности вследствие отдачи тепла в более холодные участки литосферы происходит медленное ее охлаждение. В это время образуются гематит, магнетит и водород. Эта реакция протекает все время, пока происходит понижение температуры.

Водород и метан образуются в процессе формирования изверженных пород из магмы, а тяжелые углеводороды — в результате полимеризации молекул метана, которая происходит при каталитическом действии силикатов и окислов железа, содержащихся в горных породах по реакциям:



Следует отметить, что образование нефти, таким образом, требует огромного количества тепла, которое выделяется при магма-

тизме. Нефтяные синтезирующиеся углеводороды мигрируют по глубинным разломам к поверхности в осадочный чехол, где имеются коллекторы, и в условиях структурных ловушек образуются месторождения газа и нефти.

Следует отметить, что характерными спутниками нефти являются газообразные углеводороды, свободный водород, азот и гелий, т. е. газы явного глубинного происхождения. В. И. Вернадский первый обратил внимание на грандиозные масштабы выделения глубинных ювенильных газов. Образно назвав их поднятие из недр «дыханием Земли», он отметил приуроченность этих газов к разломам и указал, что все крупные месторождения гелия (Амарилье в Техасе, Тиман, Кавказ и др.) связаны с выходами тектонических газовых струй — азотных, азотно-метановых, метановых. В некоторых азотно-метановых струях гелий присутствует в концентрациях, в тысячу раз превышающих его содержание в атмосфере. Он имеет своим источником кристаллический фундамент, где постепенно накапливается вследствие распада радиоактивных элементов. Азот — указывал В. И. Вернадский, — постепенно в отличие от кислорода приходит в земную атмосферу из глубоких частей земной коры. Во многих местах газовые струи состоят из почти чистого азота, содержащего всегда благородные газы.

§ 26. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ

Нефть представляет собой весьма сложное минеральное вещество. Она не образует самостоятельного пласта, а, заполняя пустоты в породах, принимает форму залегающих в вмещающих отложениях. По внешнему виду нефть представляет собой маслянистую жидкость темно-коричневого цвета с зеленоватым оттенком, хотя бывают нефти более светлые: светло-коричневые, красноватые, «белые» и даже бесцветные. Как правило, нефти небольшого удельного веса обладают более светлой окраской, а более тяжелые имеют темный и даже черный цвет и более вязкие. Для всех нефтей характерен специфический запах.

По химическому составу нефть представляет собой смесь главным образом, различных углеводородных соединений парафинового и ароматического рядов различного молекулярного веса. Кроме того, в ее состав входят неуглеводородные соединения, содержащие кислород, азот и серу.

В большинстве случаев содержание углерода в нефти различных месторождений составляет 84—87%, а содержание водорода — 12—14%. На долю этих двух элементов приходится 97—99% всего состава нефти. Содержание серы, кислорода и азота составляет 1—2% и лишь в редких случаях увеличивается до 3—5% (в основном за счет серы). Содержание азота и кислорода в нефтях редко превышает 1—1,5%. Азот присутствует в составе азотсодержащих органических соединений, а кислород главным образом в составе нафтеновых кислот.

Каких-либо закономерностей в соотношении углерода и водорода для различных геологических провинций не установлено. Все углеводороды, смесь которых образует нефть, составляют некоторое число рядов, в которые включаются и газообразные углеводороды.

Каждый из рядов может быть выражен определенной формулой по следующей схеме:

- 1) C_nH_{2n+2} ; 3) C_nH_{2n-2} ;
2) C_nH_{2n} ; 4) C_nH_{2n-4} и т. д.

Каждый из этих рядов состоит из серии углеводородов. Одни из них способны к реакциям непосредственного соединения, другие — не способны. Первым свойством обладают так называемые непредельные, или ненасыщенные, углеводороды, которые содержат меньше водорода и являются непрочными, легко изменяющимися даже на воздухе. Второе свойство характерно для углеводородов, содержащих на данное количество углерода наибольшее количество водорода. Такие углеводороды способны только к реакциям замещения и называются предельными, или насыщенными. Наиболее типичными представителями предельных углеводородов являются соединения ряда C_nH_{2n+2} (например, CH_4).

В первую очередь нефти различают по содержанию в них парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Парафиновые углеводороды метанового ряда C_nH_{2n+2} отличаются наибольшим содержанием водорода (предельные углеводороды). Нафтеновые углеводороды группы C_nH_{2n} содержат меньше водорода (от C_6H_{12} до $C_{12}H_{24}$). Ароматические углеводороды (бензольный ряд C_nH_{2n-6} — толуол, ксилол и др.) еще более бедны водородом.

Чистые классы нефтей парафиновых, нафтеновых и ароматических в природе не встречаются. В большинстве случаев нефти представляют собой смешанные типы с преобладанием того или иного класса. В связи с этим в новых классификациях, кроме трех основных классов нефтей, вводятся промежуточные: метано-нафтеновые, бензольно-нафтеновые и т. д.

По содержанию парафина нефти подразделяются на три типа: беспарафиновые — с содержанием парафина до 1%; слабopарафиновые — с содержанием парафина 1—2%; парафиновые, имеющие свыше 2% парафина. По содержанию серы — на малосернистые, с содержанием серы до 0,5% и высокосернистые — более 0,5%. Присутствие серы в нефтях нежелательно, так как разъедает нефтеперегонную аппаратуру, нефтепроводы и придает нефтям неприятный запах. По содержанию асфальтенов и смол выделяют нефти малосмолистые, с содержанием смол менее 8%; смолистые — 8—28%; сильносмолистые — более 28%.

§ 27. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Основными физическими свойствами нефти являются плотность, вязкость, поверхностное натяжение, теплоемкость, температуры ки-

пения, застывания и испарения, теплота сгорания, растворимость, электрические и оптические свойства.

Плотностью нефти в СССР принято называть отношение ее объемного веса при температуре 20°C к объемному весу воды, взятой при той же температуре. Плотность нефтей обычно колеблется в пределах $0,75\text{--}1,00$. Как исключение, встречаются нефти плотностью более $1,0$. Нефти подразделяются на легкие и тяжелые. Имеющие плотность менее $0,90$ считаются легкими, а с плотностью $0,90$ и более — тяжелыми. Различие плотности нефтей объясняется прежде всего их химической природой, а также зависит от количества растворенного в них газа: чем больше газа в нефти, тем меньше ее плотность.

Вязкостью, или внутренним трением, жидкости называется ее свойство оказывать сопротивление перемещению частиц относительно друг друга под влиянием действующей на них силы.

Существенное влияние на вязкость оказывают температура, давление и факторы химического характера. Вязкость жидкостей с повышением температуры уменьшается, а с повышением давления возрастает. Наибольшей вязкостью обладают нефтены, далее следуют ароматические углеводороды, а затем парафины.

Температура застывания нефти варьирует в широких пределах. Так, для грозненских нефтей эти пределы установлены от $+11^{\circ}$ (парафиновая нефть плотности $0,838$) до -20° (беспарафиновая нефть плотности $0,863$).

Нефть не имеет определенной температуры кипения, поэтому для нее различают начальную и конечную температуры. Чем меньше вес нефти, тем при более низкой температуре она закипает. Как правило, легкие нефти плотностью менее $0,9$ начинают кипеть при температуре ниже 100° , а более тяжелые — при температуре выше 100° .

Теплота сгорания нефтей колеблется в пределах $10300\text{--}10800$ ккал/кг. Чем меньше плотность нефти, тем выше ее теплота сгорания.

Нефть и ее дистилляторы растворяются в воде в ничтожно малом количестве. Например, керосина всего $0,027\%$, т. е. 1 м^3 воды может растворить только 270 г керосина.

Нефть и ее нефтепродукты хорошо растворяются в органических растворителях: бензоле, хлороформе, сероуглероде, эфире и т. п. На этом свойстве основано определение нефтенасыщенности пород путем получения из них нефтяных вытяжек. Сами нефти и нефтепродукты являются хорошими растворителями для йода, серы, многих смол. В ничтожном количестве в нефтях растворяется и вода (керосин, например, при 18° растворяет только $0,005\%$ воды).

Нефть и ее производные по отношению к электрическому току являются изоляторами. Сопротивление, которое они оказывают прохождению тока, весьма велико, и на этом свойстве нефтей основано применение электрокаротажа скважин.

§ 28. ПОНЯТИЕ О КОЛЛЕКТОРАХ И ИХ ОСНОВНЫЕ ТИПЫ

Горные породы, обладающие способностью вмещать газ и нефть и отдавать его при разработке залежей, называются коллекторами. По существу коллектором может быть любая пористая или трещиноватая и проницаемая порода.

По условиям образования и петрографическому составу коллекторы осадочного происхождения подразделяются на две большие группы: терригенные (пески, песчаники, алевролиты) и карбонатные (известняки, доломиты). Горные породы, составляющие земную кору, содержат пустоты, состоящие из пор между отдельными зернами, слагающими породу, или из трещин, ее пересекающих. Это свойство породы называется пористостью (рис. 16). По характеру пористости все коллекторы разделяются на три типа:

1) гранулярные (песчано-алевролитовые породы, обладающие межгранулярной пористостью и проницаемостью, а также известняки и доломиты с межолитовой пористостью;

2) трещинные, приуроченные к породам с разным литологическим составом — известнякам, доломитам, сцементированным песчаникам, глинистым сланцам, а также к кристаллическим породам;

3) кавернозные, обычно связанные с карбонатными породами, а местами с песчаниками.

В настоящее время в газонефтяной геологии разработаны многие классификации коллекторов. Пористость нефтесодержащих пород (коллекторов) имеет большое значение для разработки нефтяных залежей. Данные о пористости необходимы для оценки запасов нефти, сравнения различных пластов как объектов для эксплуатации и т. д.

Особенно свойственна пористость породам осадочного происхождения. Нефть или газ, попадая в такие породы (коллекторы), заполняет все сообщающиеся пустоты, каналы и трещины. Суммарный объем всех этих пространств определяет полную (абсолютную) или общую пористость породы. Степень пористости породы, называемая также коэффициентом пористости, определяется отношением суммарного объема пустот в породе ко всему объему этой породы, выраженному в процентах:

$$P = \frac{V_1}{V_2} \cdot 100\%,$$

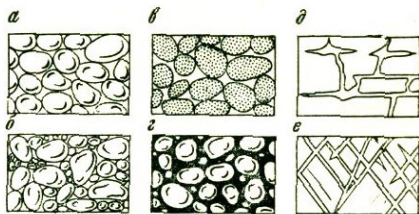


Рис. 16. Различные типы пористости в породе.

a — хорошо отсортированная порода; *б* — плохо отсортированная порода, зерна которой пористы; *в* — хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложением минерального вещества в пустотах между зернами; *д* — порода, ставшая пористой благодаря растворению; *е* — порода, ставшая пористой благодаря трещиноватости

где P — пористость;
 V_1 — суммарный объем пустот в данном образце породы;
 V_2 — общий объем образца породы.

В зависимости от того, образовались ли пустоты одновременно с породой (в процессе осадконакопления) или позднее, в результате ее изменений, различают первичную и вторичную пористость.

Движение нефти в пласте определяется наличием более или менее широких сообщающихся поровых каналов. Естественно, что только из таких пор она может быть извлечена при разработке. Нефть, заполняющая тончайшие (капиллярные и субкапиллярные) трещины и пустоты, практически не принимает участия в движении нефтяного потока. Поэтому в нефтяной технике наряду с понятием абсолютной (общей, полной) пористости применяют понятие открытой, или эффективной, пористости, которая определяется наличием таких пор, из которых нефть может быть извлечена при разработке. Неэффективными считают субкапиллярные и изолированные поры, остальные могут быть отнесены к эффективным (открытым).

Таким образом, под открытой пористостью нефтесодержащей породы понимается наличие в ней связанных между собой пор, через которые возможно движение нефти, воды и газа при градиентах давления, соизмеряемых с природными и техническими условиями. Подобно абсолютной, открытая пористость определяется коэффициентом открытой пористости:

$$P_{\text{откр}} = \frac{V_{\text{откр}}}{V} \cdot 100\%,$$

где $V_{\text{откр}}$ — объем открытых пор данной породы;
 V — общий объем породы.

Максимальная величина открытой пористости в цементированных (алевроитовых) породах достигает 37%. Как правило, в карбонатных коллекторах она обычно меньше, чем в песчаных, хотя в некоторых типах известняков и доломитов встречаются участки с очень высокими показателями открытой, или эффективной, пористости.

Открытая пористость — это главный структурный параметр породы, рассматриваемый как возможный коллектор нефти. Величина ее с поправкой на остаточную (связанную) воду используется для подсчета запасов нефти в недрах. Объем пор, а следовательно, и величина открытой пористости не зависят от размера зерен-шариков при условии, если они равновелики. Определение коэффициента пористости различных пород подтверждает этот вывод.

Объем пор зависит от взаимного расположения зерен и характера укладки. При наименее плотной укладке равновеликих зерен шарообразной формы коэффициент пористости равен 47,6%. Эта величина является теоретическим максимумом возможного объема пор. Если в каждом из трех приведенных на рис. 17 случаев укладки зерен изменить характер расположения

зерен, то объем свободного пространства между зернами станет иным. Следовательно, объем пор зависит от плотности укладки частиц в природе.

Если в приведенном примере зерна сделать угловатыми, то они острыми выступами займут значительную часть оставшегося свободным пористого пространства. Еще меньший объем пор будет, если мелкие зерна, слагающие породу, заполнят свободное пространство, образовавшегося между более крупными зернами. Таким образом, коэффициент пористости зависит от степени отсортированности частиц. Если частицы связаны между собой каким-либо цементирующим веществом (например, известковым цементом), то объем порового пространства уменьшится вследствие заполнения пор связующим цементом.

В породе обычно не все поры заполнены газом, нефтью и водой. С практической точки зрения представляет интерес только заполненный объем пор. Объем пустот породы, фактически заполненный водой, нефтью или газом, называется действительной пористостью:

$$P_{\alpha} = V_1 - \Sigma V_n,$$

где P_{α} — действительная пористость; ΣV_n — объем пор, не заполненный подвижными веществами за счет неполного насыщения одних пор и изолированности других.

Отношение между действительной и теоретической пористостью выражается коэффициентом насыщения: $K_n = \frac{P_{\alpha}}{V_1} \cdot 100\%$. Обычно он колеблется от 60 до 80%.

Движение газа, нефти и воды по порам зависит от их размера. Различают поры сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные. К сверхкапиллярным относятся такие поры, диаметр которых более 0,5 мм. Движение жидкости в них подчинено общим законам гидростатики и легко совершается под влиянием силы тяжести. Капиллярные имеют поперечное сечение от 0,5 до 0,0002 мм. В таких порах передвижение жидкости не может происходить только под влиянием силы тяжести, здесь действуют капиллярные силы и большую роль при передвижении жидкости играют силы поверхностного натяжения. Непрерывное же движение жидкости в каком-либо направлении (например, к забою скважины) может происходить только под влиянием сил, действующих извне. Такими силами могут быть энергия сжатого газа, статическая нагрузка или динамическое движение, вызывающее выжимание подвижных веществ из пор.

Субкапиллярные поры имеют поперечное сечение менее 0,0002 мм. Жидкость в них при обычной температуре и давлении



Рис. 17. Расположение зерен при высокой и низкой пористости.

a — наиболее плотное; b — средняя плотность; c — наименее плотное

практически не передвигается. Повышение давления и температуры может вызвать лишь молекулярное передвижение веществ, заключенных в субкапиллярных порах.

На продвижение (фильтрацию) нефтей через пористые породы оказывает влияние минеральный состав коллекторов. Как показывают исследования, лучшей фильтрующей способностью обладают чистые кварцевые пески, а наименьшей — пески, состоящие из обломков порфиринов, глинистых сланцев и других подобных пород. Особенно вредное влияние на скорость фильтрации оказывает примесь слюды и минералов группы глини.

§ 29. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД И КОЭФФИЦИЕНТ ФИЛЬТРАЦИИ

Способность пород пропускать через себя жидкости и газы при существующем перепаде давления называется проницаемостью. В этом смысле выделяются породы, проницаемые и непроницаемые, хотя абсолютно непроницаемых пород нет. Поэтому правильнее следует говорить о хорошо и плохо проницаемых породах. Проницаемость и относительная проницаемость определяют способность перемещения и возможность отдачи жидкостей и газов.

Опытным путем установлено (Дарси, 1856), что расход жидкости через пористую среду (фильтр) пропорционален разности давлений перед входом в испытуемый образец и после выхода из него и площади фильтрации в поперечном сечении и обратно пропорционален длине образца породы и вязкости жидкости. Исходя из этих данных, коэффициент проницаемости породы определяется следующим образом:

$$K = \frac{Q_{ul}}{S(P_1 - P_2)},$$

где Q — расход жидкости, см³/сек; μ — абсолютная вязкость жидкости, пуаз; l — длина образца, см; S — площадь поперечного сечения образца, см²; $P_1 - P_2$ — разность давлений, созданных на концах испытуемого образца, кгс/см² (Н/м²).

За единицу проницаемости принимается величина дарси, которая определяется расходом за 1 сек 1 см³ жидкости вязкостью 1 пуаз при поперечном сечении фильтра, равном 1 см², и перепаде давления 1 кгс/см² (101325 Н/м²) на протяжении 1 см. Обычно проницаемость пород измеряют единицей миллидарси, которая в тысячу раз меньше дарси.

Проницаемость нефтеносных песчаников варьирует от величин менее 1 миллидарси до 8—10 дарси, но обычно равна 0,5—1,0 дарси; проницаемость песков — 10—100 дарси и более. Проницаемость очень часто резко колеблется на весьма небольших расстояниях в одном и том же пласте. Средняя эффективная проницаемость того или иного пласта определяется по данным отбора жидкостей из скважин.

От проницаемости нефтесодержащей породы в значительной степени зависит отдача нефти пластом. Под коэффициентом нефтеотдачи понимают выраженное в процентах отношение количества поддающейся извлечению нефти к общему ее объему в одном пласте. В зависимости от физических свойств нефти, особенностей резервуара и других причин коэффициент нефтеотдачи колеблется в пределах 10—80%.

Чем сильнее насыщены породы нефтью, тем выше продуктивность пласта (при прочих равных условиях). Поэтому промышленная оценка залежи в значительной степени зависит от так называемого коэффициента насыщения породы нефтью, определяемого отношением объемного количества нефти к общему объему пор в 1 м³ данной залежи, выраженным в процентах. Произведение коэффициента насыщения на коэффициент отдачи называется коэффициентом использования недр, который обычно применяется при подсчете запасов объемным методом.

Нефть, содержащаяся в горных породах, может перемещаться вследствие фильтрации и всплывания, а также благодаря вытеснению ее из пород под действием различных факторов. Под фильтрацией нефти в горной породе подразумевается фильтрация в полном смысле этого термина, означающего, что поровые пространства целиком заполнены текущей нефтью и капиллярные явления не имеют места из-за отсутствия менисков и трехфазных границ. Для фильтрации жидкости через породу необходим перепад давления. При отсутствии его фильтрация происходить не будет.

Интенсивность потока нефти или воды сквозь породу зависит от проницаемости породы и вязкости жидкости. Величина проницаемости пород или фильтрации нефти примерно та же, что и для фильтрации газа. Свойства жидкости, определяющие ее способность к фильтрации, характеризуются величиной ее вязкости. Вязкость большинства газов составляет примерно 10⁻² пуаз, жидкостей — значительно больше. Вода при 20°С имеет вязкость около 1 пуаза.

Нефти различных месторождений неодинаковы по своему составу и обладают в связи с этим различной вязкостью. В соответствии с этим меняется и скорость возможной их фильтрации. Вязкость нефти зависит от температуры, с повышением которой вязкость уменьшается. При растворении в нефти газа ее вязкость также уменьшается.

Зная вязкость нефти, проницаемость породы и перепад давлений, можно вычислить, сколько нефти за определенный период может мигрировать через определенное сечение породы. За геологическое время количества мигрировавшей нефти будут исчисляться многими миллионами тонн. Особенно облегчается возможность миграции на больших глубинах, где вязкость становится незначительной. Следует в то же время учесть, что имеется ряд явлений, ограничивающих масштабы фильтрации нефти, особенно в верх-

ней части толщи осадочных пород. При одновременном движении в пористой среде воды и нефти их фазовые проницаемости меняются в зависимости от насыщенности. Характер этой зависимости примерно такой же, как и для газированной жидкости.

Изучение движения газа, нефти и воды через пески различного механического состава показало, что нефть двигается преимущественно по крупнозернистому песку. Слой мелкозернистого песка, насыщенного водой, препятствует движению нефти. Однако если мелкозернистый песок тоже насыщен нефтью, то ее движение происходит свободно.

Диффузия нефти в горных породах, поры которых заняты водой, обусловлена подвижностью молекул жидких углеводородов, входящих в состав нефти. Однако по сравнению с газообразными углеводородами интенсивность диффузионного потока жидких, тем более твердых углеводородов очень невелика. Как отмечалось ранее, диффузия газообразных углеводородов во влажных глинах составляет $1,35-4,8 \cdot 10^{-6}$ см/сек. Для жидких углеводородов эти значения резко снижаются, составляя для изооктана $4 \cdot 10^{-8}$ см/сек. Резкое уменьшение диффузии по мере увеличения молекулярного веса углеводородов объясняется трудностью передвижения больших молекул по порам, содержащим связанную воду, находящуюся в глинистых породах. Значение диффузионного потока жидких углеводородов во влажных глинах, по-видимому, в несколько тысяч раз меньше, чем для газов.

Резко различные коэффициенты диффузии для разных жидких углеводородов обуславливают фракционировку их в горных породах. Легкие углеводороды обгоняют в процессе диффузии более тяжелые.

§ 30. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ГАЗА И НЕФТИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Нефть и газ могут находиться в самых различных геологических условиях, но приурочены они главным образом к коллекторам осадочного чехла, хотя в некоторых случаях промышленные скопления нефти и газа встречаются в изверженных породах. Нефть и газ в недрах Земли находятся в пористых и трещиноватых породах, играющих, как говорят, роль «ловушек». Различают «структурные ловушки», возникающие вследствие тектонических причин и «стратиграфические и литологические ловушки», являющиеся следствием стратиграфических и литологических условий.

Залежи нефти и газа, в зависимости от типа природного резервуара и типа ловушки, подразделяются на пластовые сводовые, пластовые экранированные, массивные и литологически ограниченные залежи.

Пластовые сводовые залежи представляют собой скопления нефти и газа в сводовой части пористого пласта (рис. 18). Они могут быть в той или иной степени разбиты нару-

шениями, приводящими к образованию в некоторых случаях отдельных блоков нефтегазоносных пластов.

Пластовые экранированные залежи представляют собой скопления нефти и газа в пористом пласте, ограниченные вверх по восстановлению пласта экраном, сложенным плохо проницаемыми породами.

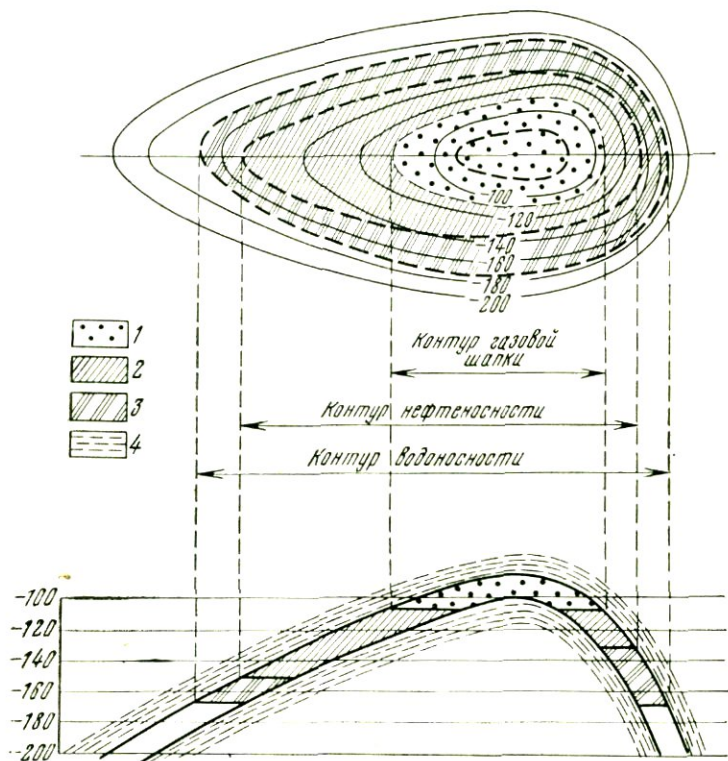


Рис. 18. Принципиальная схема сводовой пластовой залежи.

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — водоупор (глина)

Под массивными залежами подразумеваются скопления нефти и газа в эрозийных и рифовых выступах массивных известково-доломитовых толщ. Залежи нефти и газа здесь не приурочены к какому-либо одному стратиграфическому горизонту, а занимают ту или иную часть одного из выступов, независимо от характера имеющих здесь напластований (рис. 19).

Массивная залежь образуется и в песчано-глинистых толщах при наличии гидродинамической связи между проницаемыми пластами (например, Уренгойское месторождение в сеноманской толще и многие другие).

Литологически экранированные и литологически ограниченные залежи — это скопления нефти и газа в линзах и зонах с повышенной пористостью, заключенных в плохо проницаемых породах. Известны также скопления нефти и газа в трещинах горных пород, там, где эта трещиноватость широко развита.

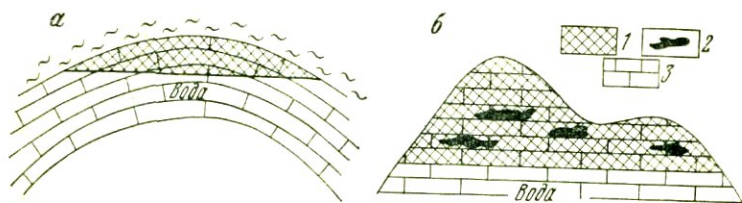


Рис. 19. Примеры массивных залежей.

a — массивная залежь в структурном выступе; *b* — массивная залежь в рифовом выступе; 1 — нефть; 2 — участки, наиболее насыщенные нефтью; 3 — вмещающая порода

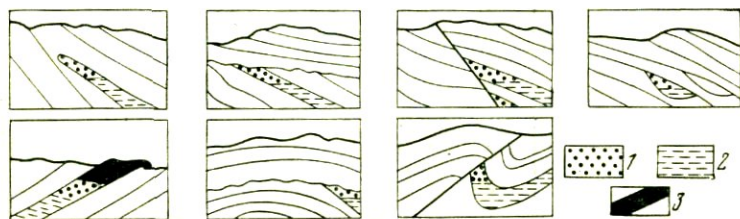


Рис. 20. Ловушки выклинивания. По Н. Б. Вассоевичу.

1 — нефть и газ; 2 — вода; 3 — асфальт

С точки зрения соотношения нефти, газа и воды залежи подразделяются следующим образом: чисто газовые; нефтяные с газовой шапкой; нефтяные, богатые растворенным газом (без шапки); нефтяные залежи, мало насыщенные газом, газоконденсатные залежи.

По Н. Б. Вассоевичу, ловушки, содержащие нефть, подразделяются на замкнутые, полузамкнутые и незамкнутые. Первые два типа связаны с различного рода выклиниваниями, так называемые «ловушки выклинивания» (рис. 20). В незамкнутых ловушках нефть и газ удерживаются благодаря антиклинальному изгибу слоев или существованию выступов, обуславливающих наличие подпора воды. (рис. 21, 22).

В складчатых нефтегазоносных структурах скопления нефти и газа наблюдаются обычно в ряде пластов. Известны случаи очень большой насыщенности нефтью и газом всего разреза, когда десятки отдельных пластов содержат крупные скопления неф-

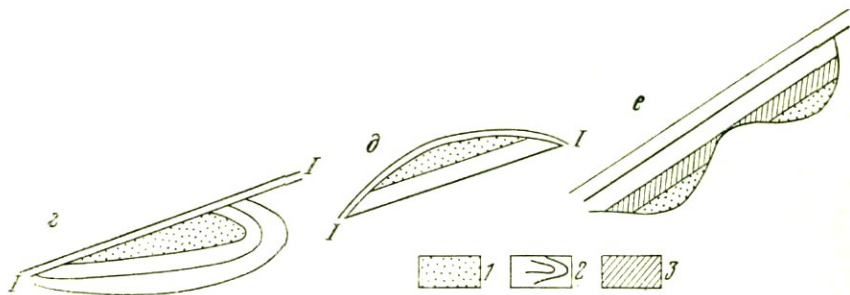


Рис. 21. Формы газовых залежей в плане. По И. В. Высоцкому.

a, *b* и *в* — пластовые сводовые залежи; *г*, *д* и *е* — экранированные залежи (I—I — линия пересечения экрана с газоносным пластом залежи); 1 — газ; 2 — вода; 3 — нефть

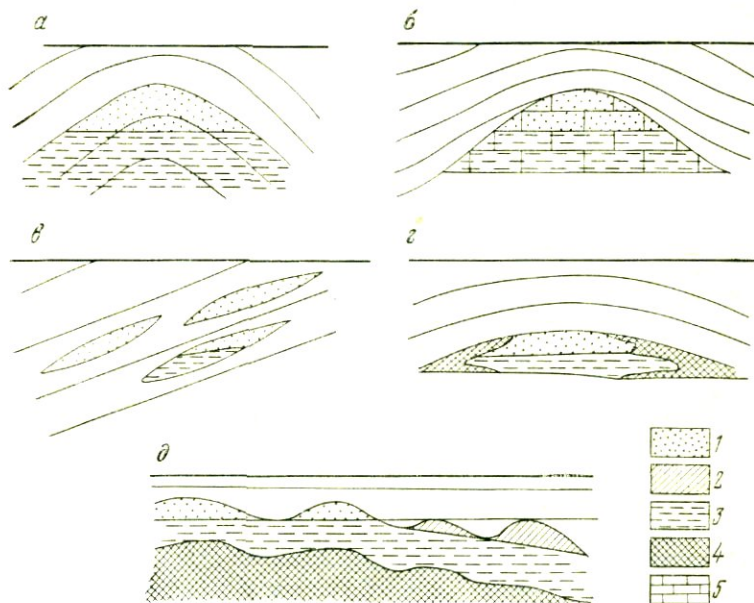


Рис. 22. Форма массивных газовых залежей в разрезе. По И. В. Высоцкому.

a — массивные в структурном выступе; *б* — массивные в рифовом выступе; *в* — литологически ограниченные, линзовидные; *г* — рукавообразные, или прибрежных валов (поперечный разрез); *д* — то же (продольный разрез).
1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — глины; 5 — известняки

ти. В платформенных областях, число таких пластов, или зон, обычно невелико, однако площадь, занимаемая подобными залежами, как правило, очень большая.

Залежи нефти и газа обнаружены на весьма разнообразных глубинах. Известны случаи, когда вследствие размыва структуры пласты, содержащие нефть и газ, выходили на земную поверхность, давая многочисленные нефтепроявления. Такие нефтеносные пласты были объектом кустарной разработки задолго до возникновения промышленной добычи нефти. В настоящее время бурением открыты залежи нефти и газа на глубинах 4—5 км и глубже.

§ 31. ПОНЯТИЕ О ЗАЛЕЖАХ, МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И БАССЕЙНАХ НЕФТИ И ГАЗА

Под залежью нефти и газа следует понимать единичное скопление их в породе-коллекторе (пористом и трещинном) ограниченными породами непроницаемыми и проницаемыми, но поры которых заполнены водой, или теми и другими одновременно. В том случае, когда порода-коллектор (или резервуар) содержит только газ, залежь называется газовой; если в залежи одновременно присутствуют нефть и газ в свободном состоянии, то — нефтегазовой. При достаточно большом скоплении нефти и газа, когда разработка его рентабельна, залежь, считается промышленной. Если ее разработка не представляет практического интереса при современном состоянии техники эксплуатации, говорят о непромышленной залежи. Последнее подразделение весьма условно и зависит от ряда местных экономических причин. По мере развития методов извлечения жидких и газообразных полезных ископаемых из горных пород меняется оценка залежи с точки зрения рентабельности ее эксплуатации.

Под газонефтяным месторождением* понимается всякое более или менее значительное естественное скопление нефти и газа в земной коре. При этом имеется в виду, что под понятием газонефтяное месторождение подразумевается не самое скопление нефти или газа в отрыве от окружающей обстановки, а участок земной коры с определенным геологическим строением, в пределах которого имеется одна или несколько залежей. Количество залежей в месторождении может быть самым различным — от одной до 30—40 и более. Если нефтяное месторождение содержит хотя бы одну промышленную залежь нефти и газа, то оно является промышленным.

Месторождения нефти и газа, в зависимости от того, связаны ли они с геосинклинальными или платформенными областями, разделяются на два класса (по И. О. Броду): I класс — месторождения, сформировавшиеся в складчатых областях; II класс — место-

* Под месторождением нефти и газа следует понимать не место образования нефти, а место современного ее нахождения.

рождения, сформировавшиеся в платформенных областях. В соответствии с этим и составлена классификация месторождений нефти и газа.

А. А. Бакиров выделяет следующие пять основных классов залежей и месторождений (локальные скопления нефти и газа): структурного типа; литологического типа; стратиграфического типа; приуроченных к рифогенным образованиям; смешанного происхождения.

Под нефтегазоносным бассейном (по И. О. Броду) следует понимать крупную территорию распространения нефтяных и газовых скоплений, связанную единством строения и истории геологического развития, создавшим определенные структуры и коллекторы, контролирующие газонефтенакопления. Выделение бассейнов (И. О. Брод и др.) в качестве основного подразделения крупных нефтегазоносных территорий встретило возражения ряда исследователей. Ими было предложено выделять не бассейны, а области, хотя различными исследователями в это понятие также вкладывалось различное содержание.

А. А. Бакиров под нефтеносной областью понимает территорию, приуроченную к одному крупному геоструктурному элементу первого порядка, выделяющемуся единством геологического строения и геологической истории развития и сходством региональных условий литогенеза, включая и условия нефтеобразования и нефтегазонакопления в течение длительных отрезков времени геологического развития (периодов или даже эр).

Под зоной газонефтенакопления (по И. О. Броду и Н. А. Еременко) подразумевается крупный структурный элемент, с которым закономерно связаны группы залежей нефти и газа, составляющие месторождения. Закономерности распространения групп залежей нефти и газа в пределах зоны определяются условиями образования ловушек.

Группирование ловушек в пределах зоны нефтегазонакопления может быть обусловлено антиклинальными изгибами, осложняющими крупный структурный элемент выклиниванием или несогласным перекрытием нефтегазоносных толщ. А. А. Бакиров выделяет локальные и региональные скопления нефти и газа в земной коре. Локальными скоплениями являются залежи и месторождения, а региональными — зоны газонефтенакопления, нефтегазоносные области, нефтегазоносные районы, нефтегазоносные провинции, нефтегазоносные пояса.

Исходя из того, что многие месторождения приурочены к определенным зонам строго линейно выдержанных глубинных разломов, необходимо выделять, помимо месторождений, зоны газонефтеносности глубинных разломов.

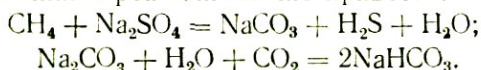
§ 32. ПРОЦЕССЫ РАЗРУШЕНИЯ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Наряду с процессами образования и формирования залежей газа и нефти происходит разрушение сформировавшихся залежей.

В результате диффузии и эффузии газов углеводороды рассеиваются. Разрушение особенно интенсивно происходит при развитии восходящих форм вертикальных колебательных движений. При этом газонефтедержащие толщи часто приближаются к дневной поверхности, а нередко и выходят на нее. Эти условия в конечном итоге приводят к разрушению залежей газа и нефти вследствие: 1) промывания нефтесодержащих пластов в связи с изменением направлений и ускорением движения пластовых вод; 2) активизации внерезервуарной фильтрации по системе трещин в связи с раскрытием трещин и усилением движения трещинных вод; 3) возникновения процессов окисления углеводородов при приближении залежей к зонам водообмена; 4) разложения углеводородов благодаря усилению бактериальных процессов; 5) прямого разрушения залежей процессами эрозии.

Особенно сильно разрушаются залежи при интенсивной циркуляции подземных вод. В этой связи представляет интерес заключение З. А. Табасаранского, который считает, что залежи нефти и газа не могли бы сохраниться в древних отложениях, если бы они за геологическое время существования не пополнялись новыми порциями нефти и газа.

Разрушающим фактором является и чисто химическое воздействие воды на углеводороды. Например, при воздействии сульфатов, содержащихся в подземных водах, углеводороды распадаются на воду и углекислоту с одновременным образованием сероводорода. В качестве возможных реакций можно привести:



В результате образуются гидрокарбонатно-натриевые (содовые) воды.

Изменение качества нефти в отдельных залежах одного и того же месторождения в отдельных случаях вызывается взаимодействием воды и углеводородов. Изменение плотности нефтей в вертикальном разрезе одного месторождения, по-видимому, связано в основном с явлениями окисления нефти.

Очень наглядно процесс окисления, углеводородов выражен в чисто газовых залежах, где нередко изменение в составе газа и его упругости связано с соотношениями газа и воды различного состава. Для залежей, содержащих в значительном количестве аргон, гелий и азот, относительное обогащение последними также, возможно связано с окислением. Присутствие сероводорода, как правило, указывает на окислительный процесс, идущий и в настоящее время. Интенсивное движение сульфатных вод, вызывающее приток новых порций подземных вод к зоне их контакта с углеводородами, ускоряет процесс разрушения залежей.

Окисление нефти (а следовательно, и разрушение залежи) приводит к увеличению ее плотности и появлению в ней в большом количестве сернистых соединений в направлении от нижележащих к вышележащим горизонтам (Башкирское Приуралье, Прикар-

пате и др.). Процессы окисления, происходящие на границе воды с углеводородами, нередко полностью уничтожают нефть, подстилающую скопления газа. Большую роль в окислении залежей играют микроорганизмы, питающиеся углеводородами.

Окисление залежей углеводородов зависит не только от активности воды и ее химизма, но и от температуры. В районах, где циркуляция подземных вод незначительная или отсутствует, а воды характеризуются малым содержанием сульфатов, процессы окисления углеводородов играют меньшую роль.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

Региональная геология горючих полезных ископаемых

ГЛАВА IV

ТВЕРДЫЕ ГОРЮЧИЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕНОСНОСТИ НА ЗЕМНОМ ШАРЕ

Непрерывный процесс формирования земной коры и ее взаимодействия как с глубинными процессами, так и с окружающей средой (гидросферой, атмосферой и со вселенной вообще) обусловил различие состава и строения отдельных ее частей. В земной коре на различных этапах ее развития при определенных условиях сформировались месторождения различных полезных ископаемых, в том числе угля, нефти и газа.

В предыдущих разделах было показано, что для образования месторождений твердых горючих ископаемых (торфа, сланцев и угля) необходимы определенные климатические, палеогеографические и тектонические условия, которые обусловили возникновение и развитие органического (преимущественно растительного) мира, его территориальное расселение, условия произрастания, отмирания, скопления, захоронения и превращения в полезное ископаемое.

Все эти процессы, являясь неотъемлемой частью общего развития Земли, обнаруживают определенные закономерности как во времени, так и в пространстве.

Так, например, растительное органическое вещество зародившись в глубокой древности еще в докембрии, постепенно развивалось и завоевывало новые районы произрастания. В определенные периоды развитие растительного мира достигало таких размеров, что растения покрывали огромные пространства и их остатки накапливались в больших количествах. Этот материал являлся исходным для образования торфа, а затем пластов угля.

Смена эпох бурного расцвета растительности эпохами их угнетения обусловила неравномерность распределения скоплений горючих ископаемых во времени (стратиграфическая закономерность). Смена тектонических обстановок приводила к изменениям в распределении суши и моря, областей сноса и накопления осад-

ков, изменению гидрогеологических условий. Орогенические явления обусловили гипсометрическую зональность и связанные с этим различия в рельефе и вертикальной климатической зональности (палеогеографические закономерности). Тектонические причины привели к образованию бассейнов, а впоследствии к изменениям первичного залегания пластов, т. е. явились фактором, обусловившим формирование структур бассейнов и их современное размещение в земной коре (тектонические закономерности). Прекращающиеся изменения лика Земли приводили не только к образованию месторождений, но и к их разрушению. В ряде случаев в настоящее время мы наблюдаем лишь части бассейнов, уцелевшие от разрушения. Несмотря на длительность и сложность геологической истории формирования и разрушения месторождений твердых горючих ископаемых, ученым удалось выяснить определенные закономерности размещения угольных месторождений в земной коре, оценивать их перспективы, прогнозировать качество углей, направлять поисково-разведочные работы, рационально вести эксплуатацию месторождений.

Еще в 1937 г. академик П. И. Степанов установил, что в осадочной оболочке земной коры, начиная с девона, когда появились первые промышленные скопления углей, выделяются три максимума и три минимума угленакопления. Первый максимум совпадает с верхним карбоном и пермью (38,1%) мировых запасов углей, второй с юрой (4,0%), третий с верхней частью верхнего мела и третичным периодом (54,4%). Минимумы — первый с нижним карбоном, второй с триасом, третий с низами верхнемелового периода. В результате новых открытий и разведки месторождений со времени работ П. И. Степанова произошли значительные изменения. А. К. Матвеев и Н. Г. Железнова (1973 г.) провели анализ стратиграфического размещения запасов углей на земном шаре с учетом новых материалов. Их данные показывают, что по состоянию на 1970 г. угленакопление в стратиграфическом разрезе распределяется следующим образом: девон — 0,001%, карбон — 21%, пермь — 27%, триас — 0,04%, юра — 16%, мел — 21%, палеоген и неоген — 14,6%.

Для территории СССР, по результатам подсчета 1956 г., произвели анализ стратиграфического размещения запасов углей А. В. Тыжнов и Н. В. Шабаров (1958 г.), а в 1970 г. по результатам подсчета 1968 г. А. В. Тыжнов (1970 г.) уточнил эти данные и привел их в следующей таблице (табл. 12).

Известные в настоящее время основные угольные бассейны и месторождения Советского Союза по времени торфонакопления распределяются следующим образом.

1. Бассейны и месторождения карбонового возраста — Львовско-Волынский, Донецкий, Подмосковный, Кизеловский, Карагандинский бассейны и месторождения Передового хребта Северного Кавказа, Восточного склона Урала, Экибастузское и другие месторождения карбона Казахстана.

Таблица 12

Распределение общих геологических запасов углей СССР по возрасту и маркам
(в млрд. т). По А. В. Тыжнову (1970 г.)

Возраст углей	Запасы, млрд. т	Марка угля				
		Б1	Б2, Б3	Д	Г, ГЖ	Ж
Всего по СССР	6800	231	1847	2089	670	191
Девонские	0,079	—	—	—	—	—
Карбоновые	475	—	54,6	108	113	12,6
Пермские	3291	—	54,3	1240	358	110
Триасовые	2,96	—	1,80	—	0,16	—
Юрские	1534	25,7	986	333	132	12,6
Меловые	1234	2,20	704	395	65,2	35,4
Палеогеновые и неогеновые	265	203	46,1	13,2	1,76	0,39

Продолжение табл. 12

Возраст углей	Запасы, млрд. т	Марка угля					Без раз- деления
		КЖ, К, К ₂	ОС	СС	Т	ПА, А	
Всего по СССР	6800	112	103	646	225	682	7,54
Девонские	0,079	—	—	—	—	—	0,079
Карбоновые	475	15,9	43,7	31,9	39,9	54,6	1,49
Пермские	3291	65,6	41,8	614	176	627	5,17
Триасовые	2,96	—	—	—	0,798	—	—
Юрские	1534	14,4	4,65	2	4,49	0,12	0,74
Меловые	1234	16,1	12,6	2	3,33	2	0,058
Палеогеновые и неогеновые	265	1,12	—	—	0,11	—	—

2. Бассейны и месторождения пермского возраста — Печорский, Кузнецкий, Горловский, Минусинский, Тунгусский и Таймырский бассейны.

3. Бассейны и месторождения мезозойского возраста — Челябинский, Тургайский, Канско-Ачинский, Иркутский, Улухемский, Южно-Якутский, Бурейнский, Партизанский, Ленский бассейны и месторождения Грузии, Северного Кавказа, Средней Азии и Забайкалья.

4. Бассейны и месторождения кайнозойского возраста — Днепро-вский, Южно-Уральский бассейны, месторождения Приморского края, о. Сахалина и п-ова Камчатки.

Анализ размещения угольных месторождений позволил П. И. Степанову выделить площади, в пределах которых в определенный геологический период произошло наиболее обильное накопление угленосных отложений и органической массы. Просле-

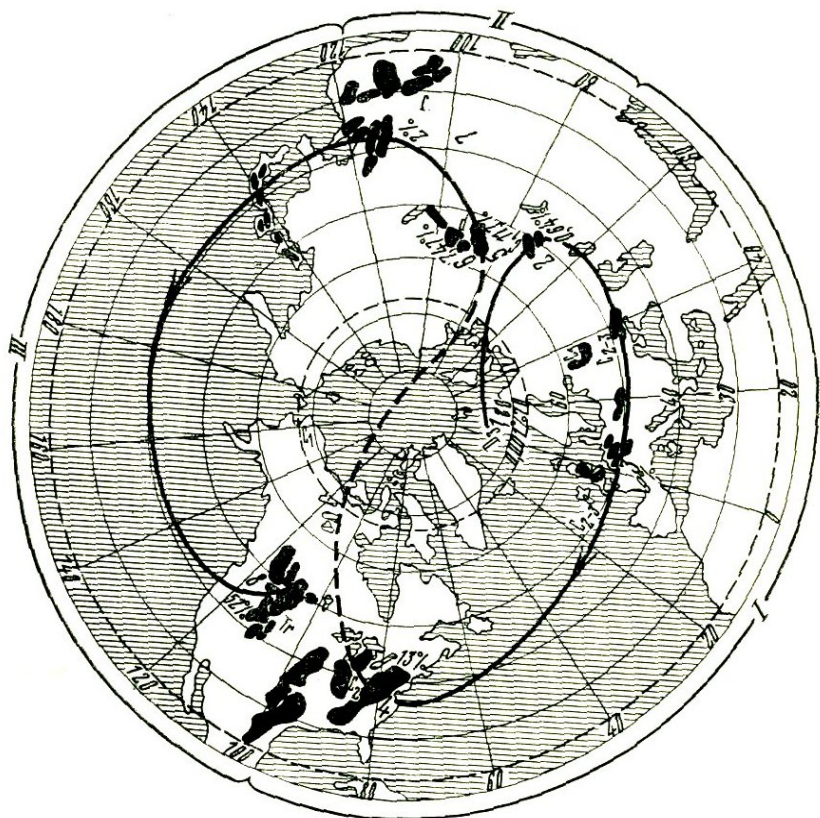


Рис. 23. Схема перемещения узлов угленакопления в стратиграфической последовательности. По П. И. Степанову

I — площадь с преобладанием карбонового угленакопления — 25,24% мировых запасов углей; II — площадь с преобладанием пермского и юрского угленакопления — 20,17% мировых запасов угля; III — площадь с преобладанием верхнемелового и третичного угленакопления — 53,79% мировых запасов угля.

1 — верхнедевонский узел (Медвежий остров) — 0,001% мировых запасов углей; 2 — нижнекарбоновый узел (Караганда) — 0,64% мировых запасов углей; 3 — западно-европейский узел (вестфальский) узел — 9% мировых запасов углей; 4 — восточный северо-американский (вестфальский) узел — 13% мировых запасов углей; 5 — сибирский (пермский) узел — 11,7% мировых запасов углей; 6 — Чулымско-Ковско-Иркутский (юрский) узел — 7,47% мировых запасов углей; 7 — южно-китайский узел (пермь — юра) — 2% мировых запасов углей; 8 — западный северо-американский узел (верхнемеловый и третичный) — 52% мировых запасов углей

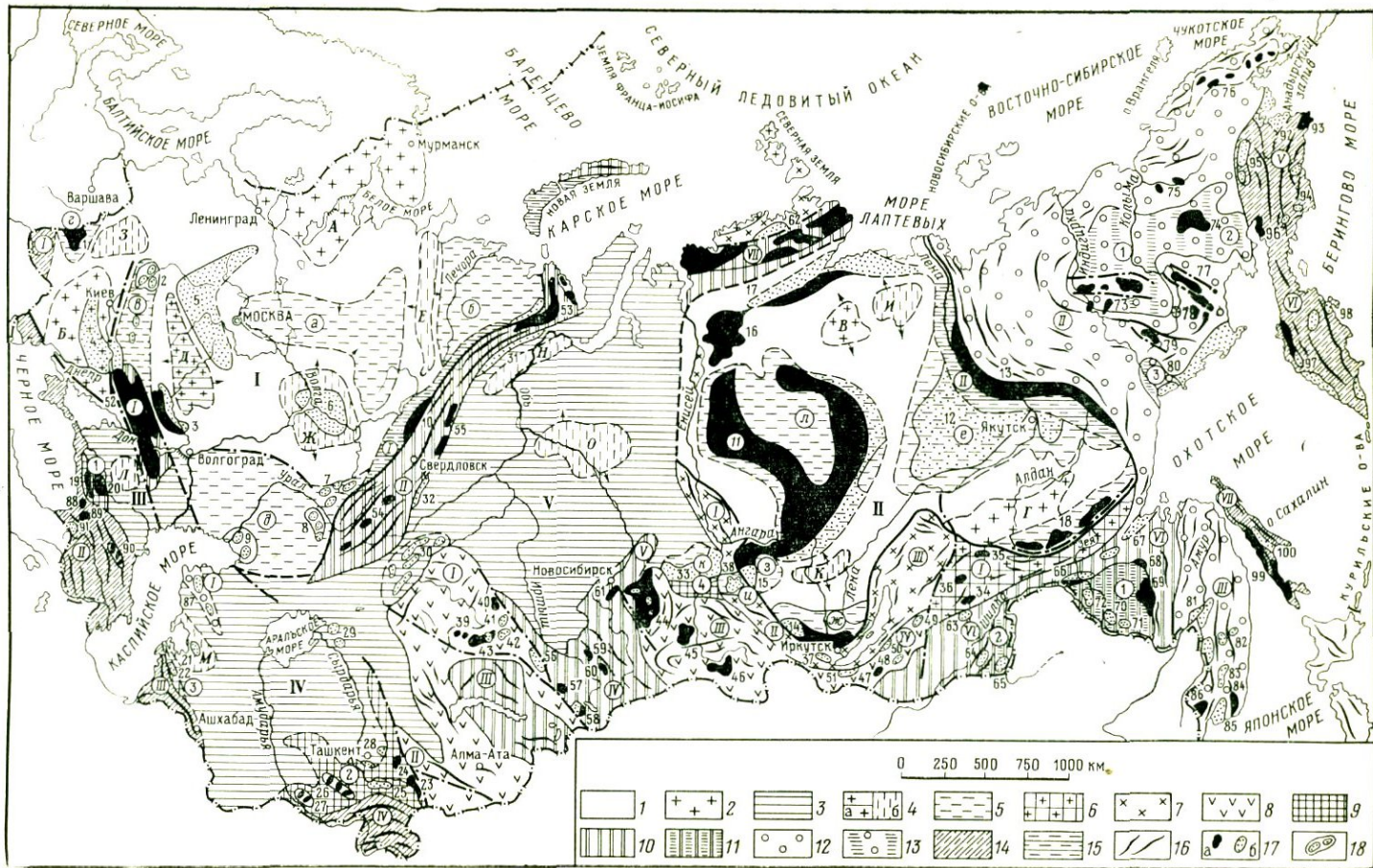


Рис. 24. Карта размещения угленосных формаций в современных структурах земной коры на территории СССР. По Н. И. Погребнову (1972 г.).

Структуры земной коры. 1 — древние платформы: 1 — Русская, 2 — Сибирская; 2 — выступы фундамента древних платформ (шита): А — Балтийский, В — Украинский, В — Анабарский, Г — Алданский; 3 — молодые платформенные области: III — Свинская, IV — Туранская, V — Западн-Сибирская; 4 — крупные положительные структуры на платформах; Д — Воронежская антеклиза, Е — Тиманский вал, Ж — Волго-Уральский свод, З — Полесский вал, И — Оленевская антеклиза, К — Жигаловский вал, Л — Ставропольское поднятие, М — Туаркырское поднятие, Н — Северо-Совиновское поднятие, О — Васюганское поднятие; 5 — крупные отрицательные структуры на платформах: 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 — Тегульдзетская впадина, л — Тунгусская синеклиза; 6 — области карельской складчатости: I — Енисейская, II — Восточно-Саянская, III — Прибайкальская; 8 — области каледонской складчатости: 1 — Центрально-Казахстанская, II — Северо-Тянь-Шаньская, III — Алтае-Саянская, IV — Забайкальская; 9 — постплатформенные орогенные: 1 — Северо-Кавказский, 2 — Среднеазиатский, 3 — Копетдагский, 4 — Саяно-Партизанский; 10 — области герцинской складчатости: I — Донецкая, II — Уральская, III — Джунгаро-Балхашская, IV — Иртыш-Зайсанская, V — Колывань-Томская, VI — Монголо-Охотская (Байкало-Охотская), VII — Таймырская; 11 — внутрискладчатые плиты в герциндах: 1 — Буренская, II — Аргунская; 12 — области мезозойской складчатости: I — Мангышлацкая, II — Верхояно-Чукотская, III — Сихотэ-Алинская; 13 — внутрискладчатые плиты в мезозоидах: 1 — Колым-складчатости: I — Мангышлацкая, II — Верхояно-Чукотская, III — Сихотэ-Алинская; 14 — области Альпийской складчатости: I — Карпатская, II — Крымско-Кавказская, III — Копетдагская, IV — Памирская, V — Корьянская, VI — Камчатская, VII — Сахалинская; 15 — предорогенные прогибы: I — Предуралийский, II — Предверхоинский; 16 — основные антиклиналы в складчатых областях; 17 — бассейны месторождения угля: а — каменного, б — бурого; 18 — бурогольные залежи в областях мезокупольной тектоники.

Основные угленосные бассейны, районы, группы и месторождения: на древних платформах. Русской: 1 — Львовско-Волынский бассейн (C_{1-2}); 2 — Припятский бассейн (C_{1-2} , J, N); 3 — Северный Донбасс (C_{2-3}); 4 — Днепровский бассейн (Pg); 5 — Подмосковский бассейн (C_1); 6 — Камский бассейн (C_1); 7 — Южно-Уральский бассейн (Pg₃-N₁); 8 — Урало-Каспийская площадь (J); 9 — Прикаспийская площадь (J — Pg); 10 — Кизеловский бассейн (C₁); Сиби́рской: 11 — Тунгусский бассейн ($C_2 - P_2$); 12 — Вилюйский район Ленского бассейна ($J_1 - C_2$); 13 — Приленский район Ленского бассейна (J_2); 14 — Иркутский бассейн (J_{1-2}); 15 — Абанский район Канско-Ачинского бассейна (J_{1-3}); 16 — Норильский район ($C_2 - P_2$); 17 — Хатангский район (P₁ — C₂); 18 — Южно-Якутский бассейн ($J_1 - C_1$). На молодых платформах. Скифской: 19 — Северо-Кавказский бассейн (C_{2-3}); 20 — Кубано-Малкунский бассейн (J_{1-2}); Туранской: 21 — Туаркырская группа (J_{1-2}); 22 — Предкопетдагская группа (J); 23 — Узгенский бассейн ($T_3 - J_2$); 24 — Нарынская группа (J_{1-2}); 25 — Южно-Ферганская группа (J_{1-2}); 26 — Зеравшанская группа (J_{1-2}); 27 — Гиссарская группа (J_{1-2}); 28 — Приташкентская группа ($J_2 - J_{1-2}$); 29 — Приаральская группа (J₂); 30 — Тургайский бассейн ($T_3 - J_2$); Западн-Сибирской: 31 — Сосьвинский бассейн ($J_2 - C_1$); 32 — Челябинский бассейн ($T_3 - J_2$); 33 — Чулымско-Енисейская группа (J_{1-3}). В складчатых областях. Карелидах: 34 — Букачинское месторождение ($J_2 - C_1$); 35 — Читкандинское месторождение (J_{1-2}); 36 — Южно-Каларское месторождение (J_{2-3}); байкало-лидича: 37 — Южно-Прибайкальский район ($J_2 - Pg$); 38 — Рыбинская группа (J_{1-2}); каледонидах: 39 — Карагандинский бассейн (C_{1-2}); 40 — Экибастузский бассейн (C₁); 41 — Майкюбенский бассейн ($T_3 - J_2$); 42 — Северо-Сокурский бассейн (J_{1-2}); 43 — Михайловское месторождение (J₂); 44 — Кузнецкий бассейн (C₁ — T₁); 45 — Минусинский бассейн (C₁ — P₁); 46 — Улухемский бассейн (J_{1-2}); 47 — Чикойская группа (J₂ — C₁); 48 — Хилокская группа (J₂ — C₁); 49 — Читино-Ингодинская группа (J₃ — C₁); 50 — Удинская группа (J₃ — C₁); 51 — Гусиноозерское месторождение (J₂ — C₁); герциндах: 52 — Складчатый Донбасс (C_{1-2}); 53 — Печорский бассейн (P₁ — T₃); 54 — месторождения Центрального Урала (C₁) (Домбаровское, Берчогурское и др.); 55 — месторождения восточного Урала (C₁); 56 — Убленское месторождение (J); 57 — Бокоское месторождение (C_{2-3}); 58 — Зайсанская группа (C — J); 59 — Белокаменное месторождение (C_{2-3}); 60 — Черемное шинское месторождение (C₁); 61 — Горловский бассейн (P); 62 — Таймырский бассейн (P₁ — T₃); 63 — Арбагарское месторождение (J₂ — C₁); 64 — Харанорское месторождение (C₁); 65 — Кутинское месторождение (C₁); 66 — Амуро-Зейский бассейн (J₂ — C₁); 67 — Удская группа ($J_2 - C_1$); 68 — Огоджинское месторождение (C₁); 69 — Буренский бассейн (C₁); 70 — Благочинская площадь (Pg); 71 — Райчихинское месторождение (Pg); 72 — Свободное месторождение (Pg₃ — N₁). Мезозоидах: 73 — Зырянский бассейн (C₁ — N₁); 74 — Омолонский район (C₁); 75 — Анюйский район (C₁); 76 — Чаун-Чукотский район (C₁); 77 — Омсучанская площадь (C₁); 78 — Эльгенская площадь (Pg₃); 79 — Аркагалинская площадь (C₂); 80 — Охотская площадь (N₁₋₂); 81 — Хабаровская площадь (N); 82 — Викинская группа (Pg₃ — N₁); 83 — Даубихинский район (Pg); 84 — Партизанский бассейн (C₁); 85 — Угловский бассейн (Pg₂₋₃); 86 — Верхне-Суйфунский бассейн (C₁); 87 — месторождения Мангышлака (J₁ — J₂); Альпидях: 88 — Тварчельское месторождение (J₂); 89 — Ткибульское месторождение (J₂); 90 — Дагестанская группа (J₂); 91 — Ахалцихское месторождение (Pg₃); 92 — Анадырский район (C₂ — Pg₃); 93 — Беринговский район (C₂ — Pg₃); 94 — Олюторский район (N); 95 — Марковский район (C₂ — Pg₃); 96 — Пенжинское месторождение (Pg); 97 — Западн-Камчатский район (C₂ — N₁); 98 — Восточно-Камчатский район (N₁); 99 — месторождения Западного Сахалина (C₂ — N₂) (Мгачинское, Бошняковское, Углегорское, Лопатинское, Макаровское, Поранайское и др.); 100 — месторождения Восточного Сахалина (N₁₋₂)

живая размещение этих площадей на земном шаре, он выделил пояса угленакопления, а в пределах поясов узлы, с которыми связаны максимумы угленакопления данного времени (рис. 23). П. И. Степанов выделил площади, на которых в определенные геологические периоды угленакопление было максимальным по сравнению с угленакоплениями на других площадях того же отрезка времени.

I. Площадь с преобладанием каменноугольного угленакопления расположена в основном в Северном полушарии и охватывает восточную часть Северной Америки, Европы, северную половину Африки и западную часть Азии. В пределах этой площади располагается ряд поясов и узлов угленакопления, причем пояса имеют простираение с запада на восток. Основное место занимают угленосные отложения среднего и верхнего карбона.

На выделенной площади угленакопления имеются следующие пояса и узлы угленакопления: 1) верхнедевонский, к которому принадлежат на территории СССР угли Татарской АССР и Барзасское месторождение в Кузбассе; 2) турнейско-визейский с узлом в Карагандинском и Экибастузском бассейнах; 3) намюрский с узлом в Верхне-Силезском бассейне; 4) вестфальско-стефанский с двумя узлами — северо-американскими и западно-европейскими.

II. Площадь с преобладанием пермского и юрского угленакопления, расположенная большей частью в Южном и Северном полушариях, занимает восточную часть Азии, Австралии, южные и северные полярные земли, юго-восточные сектора Африки и Южной Америки. Общее простираение пермского пояса угленакопления приближается к меридиональному — проходит через Сибирь, Китай, Индокитай, Австралию. Три юрских пояса угленакопления — южный, средний и северный — имеют широтное направление.

В южный пояс входят месторождения Закавказья, Среднеазиатских республик СССР и южной части Казахстана. На юго-востоке пояс заканчивается в Южном Китае, где расположены крупные месторождения угля. В средний пояс входят месторождения, расположенные на восточном склоне Урала, в Казахстане, Кузбассе, Канско-Ачинском и Иркутском бассейнах в Забайкалье, на Дальнем Востоке и в Японии.

В северный пояс входят Ленский бассейн месторождения Северо-Востока Сибири.

III. Площадь с преобладанием верхнемелового и третичного угленакопления охватывает восточные побережья Азии и Австралии, архипелаги Океании и западное побережье Северной и Южной Америки. Эта площадь в виде непрерывной полосы опоясывает Тихий океан.

Таким образом, П. И. Степанов показал, что географическое размещение угольных бассейнов на земном шаре не случайно, а закономерно, и угленакопление — процесс закономерный: в нем существуют максимумы и минимумы.

Н. И. Погребнов (1972) составил карту размещения бассейнов и месторождений в современных структурах земной коры на территории СССР (рис. 24) и установил, что положение угольных бассейнов определяет их генетические и структурные особенности, а также является критерием угленосности, качества углей и промышленной оценки месторождений. На основе анализа размещения бассейнов и месторождений он составил их классификацию (см. табл. 8).

ГЛАВА V

УГОЛЬНЫЕ БАСЕЙНЫ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ВОЗРАСТА

Палеозойские бассейны содержат основные запасы каменных углей (80%) и антрацитов (99%). Как правило, палеозойские бассейны имеют относительно благоприятное географическое положение, в результате чего они раньше других начали эксплуатироваться.

Ниже приводятся описания Подмосковного, Донецкого и Кузнецкого бассейнов, являющихся представителями различных структурно-тектонических типов палеозойских бассейнов и главными бассейнами по добыче углей в СССР.

§ 2. ПОДМОСКОВНЫЙ БАСЕЙН

Подмосковный бассейн является одним из старейших бассейнов страны, добыча угля в котором начата свыше 100 лет назад.

Он располагается в пределах Рязанской, Московской, Тульской, Калужской, Смоленской, Калининской и Новгородской областей РСФСР. Промышленная часть его образует дугообразную полосу, выпуклую на юго-запад, шириной около 120 км. Общая площадь бассейна 120 тыс. км² (рис. 25, А).

Западная и южная границы бассейна определены выходами на поверхность нижнекарбоновой угленосной формации. Восточная и северная границы приняты условно по 200 м от поверхности глубины залегания основного угольного пласта.

Бассейн приурочен к северному крылу Воронежской антеклизы, являющемуся юго-западным бортом Московской синеклизы. Находясь в пределах центральных промышленных районов, бассейн имеет важное народнохозяйственное значение. Угольные месторождения разрабатываются преимущественно шахтами. Добыча углей в бассейне достигла в 1973 г. 35 млн. т. Основными потребителями подмосковного угля являются теплоэлектростанции центральных районов СССР.

Стратиграфия. На площади бассейна развит комплекс архейских и протерозойских пород, составляющих фундамент Русской платформы. Он перекрыт отложениями рифейского, кембрийского, ордовикского, девонского, юрского, мелового, палеоген-неогенового и четвертичного возраста (рис. 25, В).

Породы архея и протерозоя вскрыты только скважинами. Они представлены гранитами, сланцами и кварцитами.

Промышленно-угленосными являются отложения нижнего карбона, залегающие на девоне, который сложен сульфатно-карбонатной и терригенной толщами общей мощностью 280—345 м.

Отложения каменноугольной системы общей мощностью 100—150 м представлены всеми тремя ярусами (рис. 25, Б). К турнейскому ярусу относятся лихвинский и чернышинский подъярусы. Первый развит почти повсеместно и сложен известняками мощностью 20—60 м. На западе бассейна на отдельных участках сохранились осадки чернышинского подъяруса, представленные в нижней части разреза песками и суглинками с прослоями известняками в верхней. Мощность отложений изменяется от 15 до 40 м.

Визейские осадки подразделяются на три подъяруса: яснополянский, окский и серпуховский. Яснополянский подъярус включает бобриковский и тульский горизонты. Наиболее полный разрез основного угленосного бобриковского горизонта отмечается в юго-западной части Подмосковского бассейна, где максимальная его мощность 100 м. В центральной части бассейна и западном крыле осадки этого горизонта не имеют сплошного распространения, мощность отложений здесь достигает 10—30 м. Тульский горизонт залегает несогласно на бобриковском. Развит он в бассейне довольно широко и имеет мощность 10—25, иногда 80 м. Горизонт сложен алевролитами и пластами бурого угля, а также известняками с песчано-углистыми прослоями. Выше согласен залегают окский и серпуховский подъярусы, сложенные известняками с незначительными по мощности песчано-глинистыми прослоями, к которым приурочены прослои бурого угля. Залегающие выше известняки намюрского яруса (протвинский горизонт) сохранились от размыва в виде небольших площадей.

Отложения среднего карбона залегают трансгрессивно на различных горизонтах нижнекамен-

ноугольных отложений. Московский ярус представлен в нижней части разреза песчано-глинистыми осадками, переходящими выше в известняки. Мощность отложений Московского яруса 110—125 м.

Отложения верхнего карбона и перми известны за пределами бассейна.

Средне-верхнеюрские отложения встречаются на изолированных площадках в депрессиях преимущественно по южной окраине бассейна. Они представлены песчано-глинистыми отложениями с тонкими прослоями лигнита.

Меловые отложения известны также на южном крыле бассейна. Нижний мел, лежащий трансгрессивно на различных горизонтах юры, карбона или девона, представлен главным образом глауконито-кварцевыми песками, песчаниками и глинами общей мощностью 10—60 м. Верхний мел мощностью от 10 до 90 м сложен песками с фосфоритами, белым песчаным мелом и опоковидными породами.

Палеоген-неогеновые песчано-глинистые отложения известны в восточной части южного крыла бассейна. Мощность осадков этого возраста 20—30 м.

На территории бассейна развита мощная толща (50—70 м) четвертичных флювиогляциальных (ледниковых) отложений. Литологически толща представлена суглинками, супесями, песками, глинами с большим количеством валунов, гравия и щебня.

Тектоника. Подмосковный бассейн является типичным внутриплатформенным прогибом с паралическим типом угленосной формации. С востока и северо-востока Московская синеклиза, к которой приурочен бассейн, ограничивается Кольчугинско-Саратовским прогибом, с юга Воронежской, а с запада Белорусской антеклизмами. Падение слоев крыльев синеклизы от выходов карбона к центру очень пологое и составляет в среднем 1—3° и погружается к северу и северо-востоку. Глубина их залегания под Москвой около 350 м.

Крылья Московской синеклизы на территории Подмосковного бассейна осложнены серией более мелких структур. К ним в западной части бассейна относятся поднятия: Сухиничское, Бяратинское, Калужское, Сафоно-Ельнинское и др. К склонам этих структур приурочены площади с повышенной угленосностью. Карстовые явления широко развиты в известняках подстилающих пород, повлияли на залегание угольных пластов и пород.

Угленосность и качество углей. Наиболее угленосными являются отложения бобриковского горизонта в западной и восточной частях южного крыла бассейна, где отмечается 11—14 угольных пластов, в центральной части 9—10 пластов, в западном крыле их количество сокращается до 3—4.

Рабочей мощности на отдельных площадях достигают только четыре пласта. Угольные пласты, как правило, образуют пластообразные залежи. В отложениях тульского горизонта установлено 2—4 пласта угля, из которых лишь 1—2 имеют промышленное зна-

ченные. Угли Подмосковского бассейна бурые (марки Б₂), гумолиты, реже сапропелиты. Средние показатели качества углей: влажность рабочего топлива — 32%, зольность на сухое топливо — до 30%, сера общая — 5%, иногда до 7%, теплота сгорания (Q_б) — 6750 ккал/кг.

Подмосковский бассейн отличается сложностью гидрогеологических условий эксплуатации. В горных выработках отмечается присутствие углекислого газа.

§ 3. ДОНЕЦКИЙ БАССЕЙН

Донецкий бассейн (Донбасс), расположенный на юге европейской части страны, является основным поставщиком энергетических и технологических углей для высокоразвитой промышленности Украины и прилегающих областей других республик.

Площадь Донбасса, занимающего часть Днепровско-Донецкой впадины и всю область развития Донецкого складчатого сооружения, достигает 70 тыс. км², из них на 25 тыс. км² продуктивные отложения каменноугольного возраста выведены на дневную поверхность, что значительно упрощает добычу угля (рис. 26, А).

В настоящее время вся промышленная часть открытого Донбасса покрыта геологической съемкой.

Проведенные геологические работы позволили детально изучить стратиграфию и тектонику региона, а также установить ряд общих закономерностей угленакопления и морфологии угольных пластов.

Стратиграфия. В геологическом строении Донбасса принимают участие породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Разрез отложений палеозоя и мезозоя характеризуется многочисленными перерывами, которые сопровождаются выпадением целых стратиграфических подразделений.

Докембрий. Докембрийские породы фундамента, представленные гнейсами, пироксенитами, порфиритами, базальтами, гранитами и сненитами, выходят на поверхность в пределах Украинского щита ограничивающего Днепро-Донецкую впадину с юга. От периферии к центру впадины породы фундамента погружаются на глубину до 15 тыс. м. На глубинах от 1 до 3 км кристаллические породы архея и протерозоя вскрыты скважинами, а на больших глубинах положение их установлено по геофизическим данным.

Девон. Выходы девонских отложений известны только в юго-западной периферийной части Донецкого бассейна. Здесь присутствуют образования лишь верхнего отдела девона, в толще которых выделяют три свиты. Нижняя свита, или «белый девон», залегает непосредственно на фундаменте и сложена известняками с фауной, глинистыми сланцами и светлыми песчаниками общей мощностью до 60 м, средняя свита, или «белый девон», представлена темно-бурыми песчано-глинистыми сланцами с прослоями вулканических

Рис. 26. Донецкий бассейн.

А — тектоническая схема Донецкого бассейна. 1 — Украинский щит; 2 — крупные котловины; 3 — крупные поднятия; 4 — контуры основных структур; 5 — оси главных структур Донбасса. **Б** — геолого-структурный разрез Донецкого бассейна. 1 — наддурические мсл — палеогеновые отложения; 2 — угленосная формация (СД—С₁); 3 — поддурические отложения (Д₁—С₁); 4 — рифтовые нарушения; 5 — рифтовые осадочные отложения; 6 — кристаллические породы (А—Р₁); 7 — зоны разломов; 8 — маркирующие горизонты. **В** — сводный стратиграфический разрез угленосной формации Донецкого бассейна. 1 — рабочие угольные пласты; 2 — черабриные угольные пласты; 3 — песчаники; 4 — песчаники мелководриестые; 5 — песчаники крупнозасриестые; 6 — аргиллиты и алевролиты; 7 — красноцветные породы; 8 — кристаллические породы.

туфов (мощность до 150 м). Верхняя свита, или «серый девон» — вулканогенно-осадочная толща, сложенная серыми песчаниками, пестроцветными песчано-глинистыми сланцами и туфами. Мощность толщи достигает 540 м.

В Припятском прогибе девон представлен терригенными, галогенными и вулканогенными породами, относимыми к живецкому, франскому и фаменскому ярусам мощностью от 900 м до 3—4 км. В толще девона здесь выделяют подсолевой (около 400 м), солевой (до 3000 м) и надсолевой (100—1000 м) комплексы.

Карбон. Каменноугольные отложения в Донбассе залегают трансгрессивно на различных горизонтах девона или непосредственно на кристаллическом фундаменте. Они представлены морскими и континентальными образованиями всех трех отделов каменноугольной системы. Верхнекаменноугольные отложения присутствуют лишь в восточной части бассейна.

Мощность карбона сильно колеблется в пределах участков с различным тектоническим строением. Так, на западе, в Припятском прогибе, мощность карбона около 800 м, в западной части Днепровско-Донецкой впадины около 4 км, а в центре ее — до 18 км.

В разрезе морских, прибрежно-морских, дельтовых, аллювиальных озерных и болотных образований карбона преобладают терригенные разности пород (песчаники, алевролиты, аргиллиты и т. д.), среди которых прослеживается более 300 пластов и прослоев угля мощностью от 0,3 до 2,5 м.

Существенное значение имеет присутствие в разрезе более 100 слоев известняков мощностью от нескольких сантиметров до 50 м, которые при корреляции разрезов используются как опорные маркирующие горизонты. Мощность отдельных терригенных пачек, разделяющих угли и известняки, достигает 100 м.

В целом разрез карбона Донбасса представляет собой своеобразную толщу пород, известную как молассовая угленосная формация.

Согласно общепринятой классификации, разработанной Геологическим комитетом, каждый отдел каменноугольной системы в Донбассе расчленяется на ряд свит, имеющих буквенное и цифровое обозначение (табл. 13).

Литологический состав свит среднего карбона (в %)

Свиты (снизу вверх)	Районы наибольшего распространения	Мощность свиты, м	Аргиллиты и алевролиты (песчаные и глинистые сланцы)	Песчаники	Известняки	Угли
C ₂ ¹	Красноармейский	250	65	30	4,2	0,8
	Донецко-Макеевский	500	78	19,7	2,0	0,3
C ₂ ²	» »	470	79	19,9	0,6	0,5
	» »	470	64	33	0,9	2,1
C ₂ ³	Алмазно-Марьевский	490	62	36	1,1	0,9
	Должано-Ровенцкий	1030	70	29	0,4	0,6
C ₂ ⁴	Донецко-Макеевский	280	65	33	1,3	0,7
	Шахтинско-Несветаевский	880	67	30,8	0,9	1,3
C ₂ ⁵	Донецко-Макеевский	405	60	36	2,2	1,8
	Алмазно-Марьевский	455	56	39	3,6	1,4
	Должано-Ровенцкий	790	63	35	1,2	0,8
C ₂ ⁶	Донецко-Макеевский	290	77	19	1,8	2,2
	Алмазно-Марьевский	315	69	25	3,5	2,5
	Должано-Ровенцкий	500	64	33	2,1	0,9
C ₂ ⁷	Донецко-Макеевский	480	70	27	2,1	0,9
	Алмазно-Марьевский	530	66	28	5,9	1,0
	Краснодонецкий	980	64	29	6,7	0,3

Пермь. Отложения пермской системы распространены в пределах северо-западной части Донбасса и юго-восточной части Днепро-Донецкой впадины, где они имеют лагунный характер. В нижне- и среднепермских отложениях выделяются три свиты (снизу вверх): 1) свита медистых песчаников (пестроцветные глины, алевролиты, песчаники, медистые конгломераты — до 800 м); 2) известняково-доломитовая свита (карбонатно-терригенные породы — до 800 м); 3) соленосная свита (красноцветные терригенные породы, чередующиеся с мощными пластами каменной соли — до 1300 м).

Выше с разрывом залегает комплекс терригенных красноцветных пород (мощностью до 400 м), относимых к верхней перми. Эти отложения трудно отличимы от триаса.

Триас. Триасовые пестроцветные песчано-глинистые континентальные образования распространены в Донбассе достаточно широко и залегают несогласно на размытой поверхности складчатого палеозоя.

Мощность их в центральной части Днепровско-Донецкой впадины до 450 м. По литологическим признакам они подразделяются на нижнюю (песчано-карбонатную) и верхнюю (глинисто-песчаную) толщи.

В пределах Припятского прогиба мощность нерасчлененных пермских и триасовых отложений сокращается до 500—800 м. Пермские и триасовые отложения Днепровско-Донецкой впадины нефтегазоносны.

Юра. Юрские отложения известны на северо-западе и северо-востоке Донбасса, мощность их достигает 800 м. Нижнеюрские отложения сложены континентальными, преимущественно песчаными с прослоями углей, образованиями, средне- и верхнеюрские — континентальными и моренными песчано-глинистыми, глинистыми и карбонатными породами.

Мел. Нижнемеловые отложения имеют ограниченное распространение и представлены пестроцветными образованиями мощностью от нескольких метров до 350 м. Верхнемеловые отложения имеют значительно более широкое распространение и представлены внизу песчано-глинистыми породами, а выше — мергельно-меловой толщей. Мощность их от 150 до 700 м.

Закономерное изменение мощностей всех подразделений мезозойских отложений наблюдается вдоль оси Днепровско-Донецкой впадины в северо-западном направлении.

Палеоген. Представлен песчано-глинистыми образованиями палеоцена, эоцена и олигоцена мощностью 400—700 м.

Неоген развит преимущественно на водоразделах. Это пески, песчаники и глины с прослоями бурых углей.

Четвертичные образования представлены ледниковыми отложениями, лёссами, лёссовидными суглинками. Мощность до 60 м.

Тектоника. Донецкий угольный бассейн располагается частично в пределах Днепровско-Донецкой впадины и охватывает все Донецкое складчатое сооружение, образующее синклинорий на юге Русской плиты. Южным ограничением Донбасса служит Украинский щит (см. рис. 26, А).

В пределах Донецкого складчатого сооружения выделяется ряд крупных линейных складчатых структур, вытянутых в субширотном направлении. Основными структурами являются главная антиклиналь с примыкающими к ней с севера главной синклиналию и с юга первой южной синклиналию. Крупное Ровенское поперечное поднятие расчленяет эти структуры на западную и восточную части, замыкающиеся у Ровенского поднятия (см. рис. 26, А).

Пликативные структуры сопровождаются многочисленными разрывными нарушениями и осложнены рядом взбросов и надвигов, параллельных направленно складчатости. Поперечные поднятия, как правило, сопряжены с параллельными им взбросами. Значительная тектоническая нарушенность, особенно в полосе мелкой складчатости, является препятствием для отработки угольных пластов.

Угленосность и качество углей. Промышленная угленосность приурочена к южному и северному бортам Днепровско-Донецкой впадины и к Донецкому складчатому сооружению.

В толще карбона Донбасса установлено около 300 угольных пластов и пропластков. Около 50 пластов имеют мощность от 0,5 до 2,0 м и являются объектами эксплуатации. Угольные горизонты распределены в разрезе равномерно, а по площади они приурочены к отдельным структурам. По степени угленосности различные свиты не равноценны. Так, например, свиты нижнего карбона угленосны только на западе (Западный Донбасс). Свиты C_2^1 и C_2^2 слабо угленосны на всей площади Донбасса. Свита C_2^3 имеет максимальную угленосность к западу от Ровенского поднятия, а свита P_2^4 , наоборот, наибольшую угленосность имеет к востоку от этого поднятия. Свита C_2^5 имеет практически одинаковую угленосность по всей площади Донбасса.

Горно-геологические условия отработки запасов в общем удовлетворительные. Главными неблагоприятными факторами являются газоносность и значительная нарушенность пластов. При разработке глубоко залегающих горизонтов (глубже 500—700 м) начинают проявляться внезапные выбросы угля, газа и пород.

§ 4. КУЗНЕЦКИЙ БАССЕЙН

Кузнецкий бассейн расположен в южной части Западной Сибири. Площадь равна 27 тыс. км².

На северо-востоке Кузнецкий бассейн граничит с горным массивом (Кузнецкий Алатау), на юго-западе — с Салаирским краем, на юго-востоке со сливающимися отрогами этих двух краев, на северо-западе он граничит с Томь-Кольванской складчатой системой, которая в современном рельефе выражена слабо (рис. 27).

Стратиграфия. В составе пород, слагающих обрамление и фундамент бассейна, выделяются отложения архейского, протерозойского, кембрийского, ордовикского, силурийского и девонского возраста (см. рис. 27, В). Непосредственно подстилают угленосную толщу девонские отложения, которые образовались преимущественно в условиях открытого моря и сложены комплексом известняков, богатых фауной, переслаивающихся с пестроцветными туфогенными песчаниками, глинистыми сланцами и конгломератами. Мощность нижнего и среднего девона в районе Салаира достигает 6000 м, а в северо-восточной части Кузбасса 450—1000 м.

Выходы каменноугольных турнейских и визейских морских отложений протягиваются узкой полосой почти по всем окраинам бассейна. Представлены они известняками, сланцами, зеленоватыми песчаниками с известковистыми включениями. Мощность турнейских и визейских отложений 800—1000 м.

Выше залегают осадки намюрского яруса (острогская свита), представленные преимущественно песчанистыми сланцами мощностью от 100 до 600 м.

На морских нижнекаменноугольных отложениях (можжухинская серия) залегают угленосная, в основном песчано-глинистая толща среднего, верхнего карбона и перми. В ее составе выделяются балахонская и кольчугинская серии.

Балахонская серия представляет нижний цикл осадконакопления в Кузнецком бассейне и знаменует собой переход от типичных морских неугленосных отложений нижнего карбона к прибрежно-морским и континентальным угленосным осадкам. В ее разрезе преобладают песчаники (до 50%), перемежающиеся с прослоями аргиллитов, алевролитов, углистых аргиллитов и углей. Мощность отложений балахонской серии по отдельным районам Кузбасса составляет от 700 до 4000 м. Отложения кольчугинской серии отделяются от нижележащих по литологическому составу пород, распределенно в разрезе угольных пластов, а также по фауне и флоре. Мощность кольчугинской серии колеблется от 1500 до 4700 м. Нижняя часть серии сложена преимущественно песчано-глинистыми породами, а верхняя — песчаниками.

Мальцевская серия сохранилась на небольшой площади в центре Кузнецкой котловины. Она сложена главным образом песчаниками и алевролитами. Угольные пласты в ней отсутствуют. Мощность мальцевской серии, вследствие проявления глубокого размыва, непостоянна. Отложения юры (тарбаганская серия) представлены конгломератами, залегающими трансгрессивно с угловым несогласием на более древних отложениях. В нижней части разреза имеется от 3 до 5 пластов угля. В центральной части бассейна мощность свиты достигает 700—800 м, разрез ее преимущественно составляют песчаники. Нижние горизонты представлены глинистыми породами, включающими пласты угля. На севере бассейна мощность юрских отложений около 250 м. Здесь выявлено до 5 пластов бурого угля.

Верхнемеловые, палеогеновые и неогеновые отложения на площади Кузбасса встречены лишь в виде очень небольших изолированных участков. Эти отложения имеют мощность не более 30—50 м и залегают на коре выветривания угленосных свит. Представлены они тонкозернистыми песками, гравелитами и нестроцветными глинами.

Четвертичные отложения представлены элювиально-делювиальными суглинками и аллювиальными образованиями речных террас.

Тектоника. По общему тектоническому плану Кузнецкий бассейн относится к типу унаследованных прогибов. Он представляет

собой крупный асимметричный синклиорий, длинная ось которого вытянута с юго-востока на северо-запад. Вдоль этой оси осадки имеют наибольшую мощность. Синклиорий заложился в среднем палеозое и развивался преимущественно в позднем палеозое.

Современный контур развития угленосных отложений определился в результате поднятия окружающих бассейнов горных кражей и резко выраженного сжатия осадков бассейна, в результате бокового давления со стороны Салаира и Кольвань-Томской складчатой зоны. Наиболее сильно дислоцированы угленосные отложения вблизи границ, окружающих бассейн горных кражей. В центральных частях синклиория резко выраженная складчатость приурочена обычно к зонам крупных дизъюнктивных нарушений, протягивающихся почти через весь бассейн параллельно его юго-западной и северо-западной границам (см. рис. 27, Б).

Повсеместно в бассейне четко установлен различный характер складчатости верхнепалеозойских и мезозойских отложений, рассматриваемых как два самостоятельных структурных этажа.

По характеру складчатости и дизъюнктивной нарушенности на площади бассейна выделяются три тектонические зоны. Непосредственно у западной, юго-западной и северо-западной окраин бассейна протягивается зона интенсивной мелкой складчатости с линейными узкими и очень крутыми, местами опрокинутыми, нарушенными складками. Восточнее расположена зона брахискладчатых структур.

Центральная, юго-восточная и восточная части Кузбасса представляют собой зону моноклинального залегания и пологих складок. От структур предыдущей зоны они отличаются более слабой дислоцированностью осадков и разнообразной ориентировкой осей складок. Складки Кузбасса осложнены дизъюнктивными нарушениями, многие из которых протягиваются почти через весь бассейн.

Наиболее крупными зонами разломов являются Тырганская на западе бассейна и Томская на севере Кузбасса. Многочисленные нарушения различной амплитуды развиты в угленосной толще, особенно в зонах мелкой складчатости.

Угленосность и качество углей. Основная угленосность бассейна приурочена к балахонской и кольчугинской сериям.

В балахонской серии наибольшая угленасыщенность приурочена к юго-западной окраине бассейна, Бочатскому и Прокопьевско-Киселевскому районам. Угленосные отложения мощностью около 1600 м. содержат от 22 до 60 пластов угля. Мощность большей части пластов составляет 2—5 м, а в отдельных пластах — до 10—20 м.

Основная часть угольных пластов балахонской серии имеет простое строение.

В тарбаганской серии (юрские угли) угленосность очень неустойчивая и в различных районах занимает различное стратиграфическое положение. В разных районах бассейна в зависимости от мощности и степени угленасыщенности толщи в ней содержится

от 13 до 56 пластов и пропластков угля, из них рабочей мощности (0,8 м и более) от 3 до 14 пластов.

Пласты обычно сложные, состоящие из нескольких пачек, разделенных прослоями породы.

В центральной части бассейна юрские отложения более угленасыщены.

В нижней части разреза содержится до 5 пластов угля суммарной мощностью до 30 м.

В связи с длительными и часто менявшимися условиями формирования угленосных отложений качество углей Кузнецкого бассейна отличается большим разнообразием.

В девонских отложениях в районе пос. Барзас известны липтобиолиты, богатые сапропелевым материалом. В основном угли Кузбасса гумусовые.

Наиболее высокометаморфизованные угли Кузбасса (выход летучих 5—7%) приурочены к отложениям балахонской свиты. Угли кольчугинской серии почти на всей площади бассейна характеризуются выходом летучих веществ более 30%.

Угли тарбаганской серии имеют наиболее низкую степень метаморфизма — они принадлежат к бурым и переходным от бурых к каменным.

Угли Кузбасса подразделяются на следующие технологические марки: Д (длиннопламенные), Г (газовые), ГЖ (газово-жирные), Ж (жирные), КЖ (коксово-жирные), К (коксовые), ОС (отощено-спекающиеся), СС (слабоспекающиеся), Т (тощие). Теплота сгорания горючей массы каменных углей изменяется от 7600 для марок Д и Г до 8600 ккал/кг у коксующихся и тощих углей; для юрских углей от 4700 до 5870 ккал/кг. Содержание серы не превышает 1% и обычно равно 0,4—0,6%.

Большая часть углей бассейна относится к мало- и среднезольным. Наименьшей зольностью характеризуются угли ерунаковской свиты (2—7%).

Добыча угля в Кузбассе неуклонно растет. В 1950 г. добыча угля составляла 36,8 млн. т, в 1971 г. было добыто 112,8 млн. т. Добыча угля на шахтах ведется преимущественно на глубине 200—300 м. В годы 9-й пятилетки и в будущем получит развитие добыча углей открытым способом. Многие шахты бассейна опасны по газу и пыли. Гидрогеологические условия продуктивных толщ бассейна в основном, зависят от его тектоники. Наибольшая водоносность встречается в зонах крупных тектонических нарушений, а также на участках выгорания угольных пластов (в «горельниках»). Приток воды в шахтах изменяется от 100 до 250 м³/час.

Запасы кондиционных углей Кузбасса составляют 643 млрд. т, в том числе коксующихся 206 млрд. т.

Разведанные запасы по категориям А+В+С₁ — 59,5 млрд. т, в том числе коксующиеся 31,0 млрд. т.

УГОЛЬНЫЕ БАСЕЙНЫ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕЗОЗОЙСКОГО ВОЗРАСТА

На долю бассейнов и месторождений мезозойского возраста приходится 2,8 трлн. т общих геологических запасов, коксующиеся угли составляют около 100 млрд. т, а антрациты только 120 млн. т, т. е. практически отсутствуют.

Основные бассейны мезозойских углей располагаются восточнее Урала, а Канско-Ачинский, Иркутский, Южно-Якутский, Ленинский и Зырянский бассейны расположены в районах Восточной Сибири. Среди мезозойских бассейнов также имеются различные структурно-тектонические типы.

Для примера ниже приводится описание Иркутского и Канско-Ачинского бассейнов, расположенных соответственно на древней Сибирской и молодой Западно-Сибирской платформах, а также месторождений о. Сахалин, расположенных в области молодой складчатости.

§ 5. ИРКУТСКИЙ БАСЕЙН

Иркутский угольный бассейн расположен в юго-западной части Иркутской области РСФСР. Он ограничен на юго-западе предгорьями Восточно-Саянского хребта и протягивается на 500 км вдоль склона этого хребта от г. Нижнеудинска до оз. Байкал.

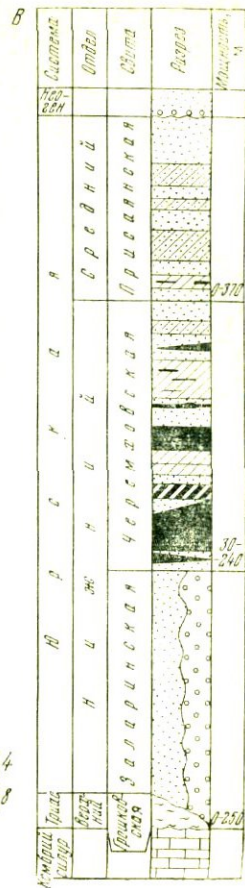
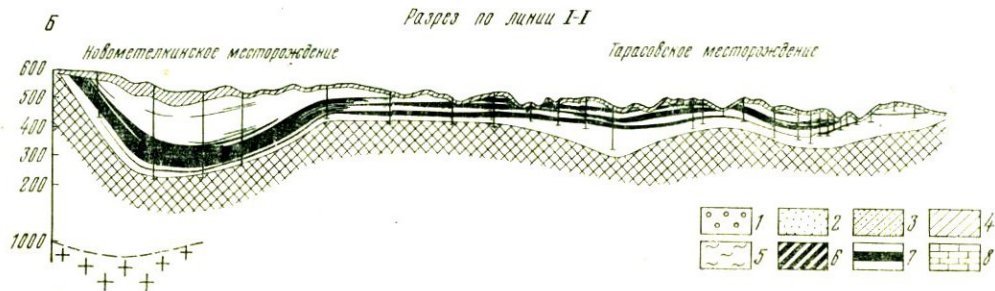
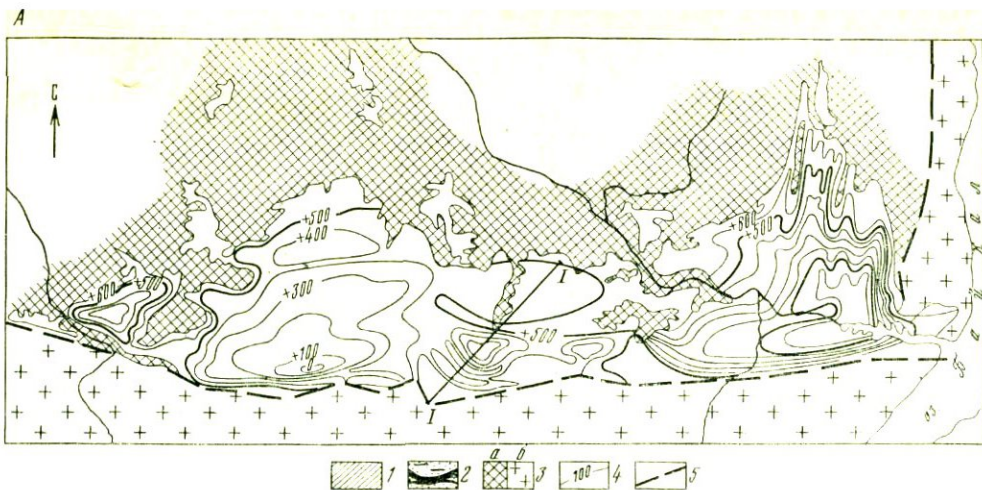
Средняя ширина бассейна около 80 км, а общая площадь его около 50 тыс. км².

В регионально-структурном отношении бассейн приурочен к одноименному прогибу, расположенному в юго-западной части Сибирской платформы. На юге и юго-западе прогиб примыкает к зоне сопряжения края дорифейской Сибирской платформы с байкальской складчатой зоной Восточного Саяна (рис. 28, А, Б, В).

Стратиграфия. В геологическом строении бассейна принимают участие отложения докембрия, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. В основании разреза залегает мощная толща метаморфических пород архея и протерозоя. Выше с резким угловым несогласием на размытой поверхности архейских и протерозойских пород залегают кембрийские, силурийские и девонские отложения.

На размытой поверхности, подстилающих пород палеозоя несогласно залегают угленосные отложения юры. В этих отложениях встречается: нижняя безугольная (заларинская свита) мощностью от 30 до 240 м и верхняя непромышленная (присаянская свита) мощностью от 0 до 370 м. Общая мощность угленосных отложений колеблется от 30 м на северо-западе до 860 м на юго-востоке бассейна.

Угленосные отложения на локальных участках несогласно перекрываются неогеновыми образованиями, представленными конгломератами и песками. Мощность этих образований достигает 300 м.



А — тектоническая схема Иркутского бассейна. Б — геолого-структурный разрез Иркутского бассейна. 1 — четвертичные отложения; 2 — угленосная формация; 3 — породы, подстилающие угленосную формацию; а — нижнепалеозойские, б — прогерозойские, в — юрские доюрского фундамента; 4 — крупные (трапичные) разломы. В — сводный стратиграфический разрез юрской угленосной формации Иркутского бассейна. 1 — галечники, конгломераты; 2 — пески, песчаники; 3 — алевролиты; 4 — аргиллиты; 5 — глины; 6 — углестые сланцы; 7 — уголь; 8 — известняки.

Четвертичные отложения представлены элювиальными, делювиальными и пролювиальными образованиями.

Тектоника. По общему тектоническому плану Иркутский бассейн относится к типу окраинных (перикратонных) прогибов. На площади Иркутского бассейна проявились две фазы складчатости: каледонская, сформировавшая складки палеозоя северо-восточного направления, и альпийская со складками юрских отложений северо-западного направления. Наибольшая дислоцированность юрских пород наблюдается вблизи отрогов Восточных Саян; в центральной части бассейна отложения залегают почти горизонтально. Крупных дизъюнктивных нарушений не установлено (см. рис. 28, Б). Мелкие смещения угольных пластов, наблюдаемые в горных выработках, большей частью связаны с карстом.

Угленосность и качество углей. Угленосность и качество углей юрских отложений мало устойчивы, угольные пласты имеют непостоянную мощность. В отдельных разрезах установлено до 11 рабочих пластов, которые иногда сближаются, образуя мощный пласт (Черемхово, Ново-Метелкино). Мощность рабочих пластов изменяется от 0,7 до 30 м. Мощные угольные пласты имеют сложное строение и содержат от 4—6 до 17 породных прослоев. Угли в большинстве гумусовые, каменные (марки Д и Г), в крайней западной части бурые. Вдоль северо-восточной части бассейна среди гумусовых углей широко распространены сапропелевые угли (богхеды).

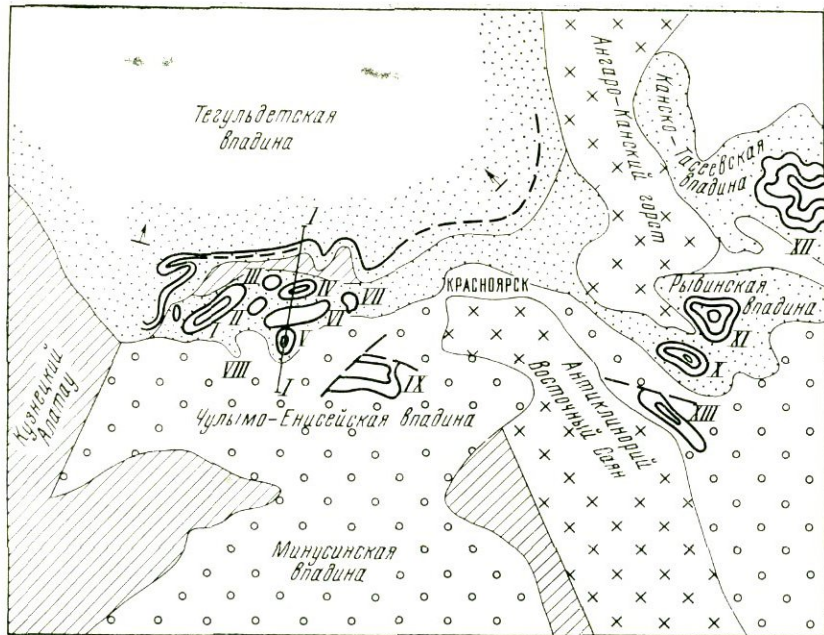
Гумусовые угли — однородные, полублестящие, почти исключительно клареновые. Сапропелиты однородные и бесструктурные. Качественные показатели каменных углей следующие: содержание влаги 14%, золы 10—27%, серы 0,5—8%, выход летучих 40—53%, теплота сгорания горючей массы 7300—8100 ккал/кг.

Угли используются для энергетических целей и для получения моторного топлива. Малосернистые спекающиеся угли могут использоваться в шихте для получения металлургического кокса.

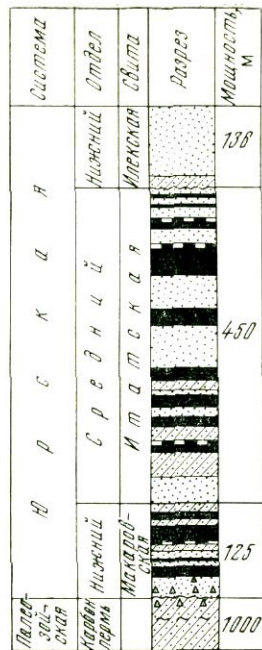
Общегеологические кондиционные запасы углей Иркутского бассейна составляют 31 млрд. т, разведанные 7,0 млрд. т.

Наиболее широко развита добыча углей открытым способом, что объясняется наличием мощных пластов угля и простыми инженерно-геологическими и гидрогеологическими условиями. В настоящее время добыча в основном сосредоточена на Черемховском месторождении.

A

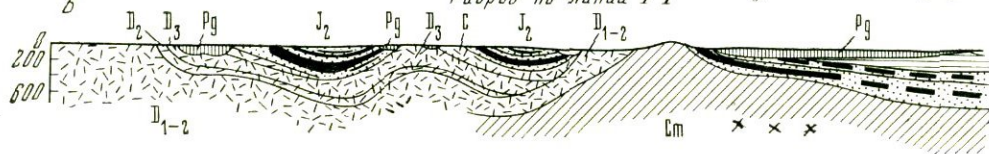


B



Б

Разрез по линии I-I



§ 6. КАНСКО-АЧИНСКИЙ БАССЕЙН

Под Канско-Ачинским бассейном понимается широкое поле юрских угленосных отложений, распространенных на юге Сибири. Площадь бассейна с неглубоким залеганием угленосных отложений — около 50 тыс. км².

По геолого-тектоническим особенностям в бассейне выделены следующие геолого-промышленные районы: Итат-Боготольский, Чудымо-Сережский, Балахтинский, Пренисейский, Рыбинский, Саяно-Партизанский и Абанский. Каждый район приурочен к определенной тектонической структуре (рис. 29, А, Б, В).

Стратиграфия. Стратиграфическое деление угленосной толщи различно для восточной (Канской) и западной (Ачинской) частей. Описание стратиграфии дается в основном для Ачинской части бассейна, расположенной в краевой части молодой Западно-Сибирской платформы (см. рис. 29, В).

В геологическом строении Канско-Ачинского бассейна принимают участие разнообразные комплексы пород от архейских до современных отложений. Многочисленными исследованиями установлено наличие архейских, протерозойских, палеозойских, мезозойских и четвертичных отложений. Они представлены осадочными породами, а также метаморфическими и вулканогенными образованиями.

Древние отложения — архейские, протерозойские, частично нижнепалеозойские — сильно дислоцированы и метаморфизованы. Они слагают складчатый фундамент восточной части бассейна, расположенной на древней Сибирской платформе. Гораздо слабее дислоцированы и метаморфизованы средне- и верхнепалеозойские толщи, являющиеся фундаментом молодой Западно-Сибирской платформы.

Угленосную формацию слагают осадки юрского возраста. Юрские угленосные отложения залегают несогласно на размытой поверхности (см. рис. 29, Б) в понижениях рельефа докембрийских и палеозойских пород и представлены рыхлыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами, песками, глинами и галечниками с подчиненными им пластами угля. Мощность юрских отложений колеблется в зависимости от рельефа фундамента от 120 до 1800 м. Накопление их происходило в континентальных платформенных условиях.

Рис. 29. Канско-Ачинский бассейн.

А — тектоническая схема Канско-Ачинского бассейна. 1 — область байкальской складчатости; 2 — область каледонской складчатости; 3 — впадина на каледонидах и байкалидах; 4 — мезозойские отложения; 5 — мезо-канозойский чехол на герцинидах; 6 — тектонические нарушения; 7 — выходы угленосных пластов в структурах; 1 — Березовская муьда; 2 — Кибитинская муьда; 3 — Алтайская муьда; 4 — Назаровская муьда; 5 — Сахалинский пролив; 6 — Собольевская муьда; 7 — Белозерская синклинали; 8 — Балдская синклинали; 9 — Бородинская синклинали; 10 — Саяно-Партизанская синклинали; 11 — Канско-Тасовская депрессия; 12 — геолого-структурный разрез Канско-Ачинского бассейна; 1 — палеозойские отложения; 2 — докембрий; 3 — меловые отложения; 4 — нижне-среднерская угленосная формация; 5 — подугленосные палеозойские отложения; 6 — девон; 7 — докембрий; 8 — кембрийские; 9 — стратиграфический разрез ачинской угленосной формации; 10 — песчаники; 11 — алевролиты; 12 — аргиллиты; 13 — уголь.

Юрские отложения западной (Ачинской) части бассейна расчленяются на три свиты: макаровскую, итатскую и тягинскую.

Макаровская свита мощностью 50—100 м представлена грубо-обломочным материалом вплоть до конгломератов; в центральных частях бассейна преобладают песчано-глинистые отложения с пластами угля.

Итатская свита сложена рыхлыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами и содержит мощные пласты угля. Мощность свиты 160—570 м. В восточной части бассейна Итатской свите соответствует Бородинская.

Тягинская свита мощностью до 100—200 м сложена песчано-глинистыми осадками и содержит маломощные пласты угля.

Меловые отложения развиты лишь в западной части бассейна. Мощность их достигает 100 м. Сложены преимущественно глинистыми песчаниками, которые переслаиваются с песками и глинами.

Кайнозой представлен палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными образованиями. Из четвертичных отложений наиболее полно распространены покровные элювиально-делювиальные и алювиальные образования. Мощность 5—10 м, реже до 50 м.

Тектоника. Канско-Ачинский угольный бассейн имеет неоднородное тектоническое строение. Это обусловлено расположением его на стыке трех крупнейших структурных областей: Сибирской платформы, Западно-Сибирской плиты и Алтае-Саянской складчатой области.

Описываемый бассейн (большая часть) является платформенным и характеризуется почти горизонтальным залеганием слабо-метаморфизованных юрских угленосных отложений.

В настоящее время юрские отложения в бассейне сохранились в виде отдельных разрозненных неглубоких мульд (рис. 29, А), что обусловлено, с одной стороны, неравномерностью первичного накопления угленосных отложений и, с другой, — последующими тектоническими подвижками и эрозионной деятельностью. Морфологически преобладают широкие мульды, разделенные пологими антиклинальными поднятиями. Дизъюнктивные нарушения в юрских породах проявляются слабо, магматические образования не прорывают их.

Углы наклона угленосных отложений 2—5°, вблизи горных хребтов (Саяно-Партизанский район) до 50—60°. Дизъюнктивные дислокации выражены большей частью незначительным смещением пластов.

Угленосность и качество углей. Угленосность отложений среднеюрского комплекса связана в основном с бородинской свитой и с верхней половиной разреза итатской свиты. Эта часть разреза характеризуется более высокой угленосностью. Свита содержит от 3 до 35 угольных пластов, большая часть которых имеет рабочую мощность. Средняя суммарная мощность угольных пластов от 4 до 97 м. Такая высокая угленосность объясняется широким распространением мощных угольных пластов. Средняя мощность

главного угольного пласта по бассейну определяется в 21 м, а максимальная до 100 м (Итат-Боготольское, Березовское месторождения).

По составу исходного материала угли бассейна относятся к типично гумусовым, а по способу накопления — к автохтонным. В бассейне встречаются сапропелиты и горючие сланцы.

По степени метаморфизма угли большинства месторождений относятся к бурым и подразделяются на три технологические группы: Б₁, Б₂ и Б₃. Только угли Саяно-Партизанского месторождения являются каменными газовой стадии метаморфизма.

Бурые угли характеризуются следующими данными технического анализа: содержание влаги — от 21 до 44%; золы — от 6 до 12%; содержание серы не превышает 1%. Теплота сгорания рабочего топлива — 2800—4800 ккал/кг.

Недостатком углей является их низкая атмосфероустойчивость, они быстро окисляются, склонны к самовозгоранию. При высыхании уголь растрескивается и рассыпается на мелочь, что затрудняет его дальнюю транспортировку.

Практически все детально разведанные запасы пригодны для отработки открытым способом. Около 98% запасов угля для открытой добычи сосредоточено в трех угленосных районах: Итат-Боготольском, Назаровском и Абаканском.

Несмотря на благоприятные условия разработки, запасы углей Канско-Ачинского бассейна до настоящего времени слабо освоены промышленностью.

Возможности разработки углей бассейна открытым способом оцениваются в 0,5 млрд. т угля в год.

ГЛАВА VII

БАСЕЙНЫ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЙНОЗОЙСКОГО ВОЗРАСТА

Среди бассейнов и месторождений кайнозойского возраста встречаются различные типы по геологическому строению и промышленной ценности. К группе геосинклинально-складчатых относятся месторождения палеогенового возраста о. Сахалин, к платформенным — Кивдо-Райчихинское месторождение. В глыбово-складчатых областях располагаются многие месторождения типа наложенных впадин.

Месторождения кайнозойского возраста располагаются в областях соляно-купольной тектоники. В качестве примера ниже приводится описание месторождений о. Сахалин, сформированных в молодой геосинклинальной области.

§ 7. МЕСТОРОЖДЕНИЯ О. САХАЛИН

Угленосность на о. Сахалин в основном сосредоточена в южной части. Сахалинские угли потребляются железнодорожным и морским транспортом, промышленными предприятиями острова и частично экспортируются.

Стратиграфия. В геологическом строении о. Сахалин принимают участие палеозойские образования и залегающие на них после значительного перерыва верхнемеловые и третичные отложения (рис. 30). Отложения палеогена и неогена залегают несогласно на верхнемеловых осадках и по принятой схеме разделяются на восемь свит. К палеогену относятся следующие свиты (снизу вверх): конгломератовая (300—400 м), нижнедуйская угленосная (300—1250 м), краснопольевская верхнего эоцена (до 1700 м) и геннойши (100—2000 м). К неогену — свиты: хойнджо (1000 м), верхнедуйская угленосная (1000—2000 м), соболевская (350—1500 м) и изылметьевская (3500 м).

Четвертичные отложения имеют ограниченное распространение (рис. 30, 31).

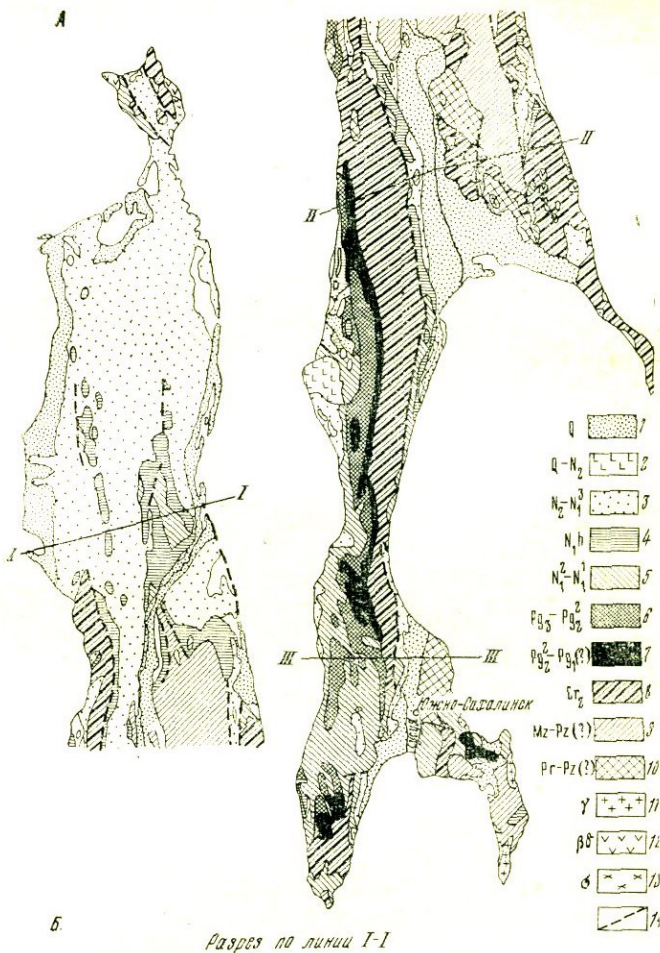
Тектоника. Тектоническая структура о. Сахалин определяется расположенными в серединной части острова Центрально-Сахалинским синклиналием и сопряженными с ним двумя антиклинориями: Восточно-Сахалинским и Западно-Сахалинским.

Формирование этих структур относится к герцинской и альпийской фазам складчатости. Образование основной части дизъюнктивных нарушений, а также современного рельефа связано с плейстоценовым диастрофизмом.

Основные угольные месторождения расположены в западной части острова, в пределах Западно-Сахалинского антиклинория. Ядро антиклинория сложено верхнемеловыми отложениями, имеющими в основном (особенно в южной половине острова) моноклинальное залегание, усложненное складками подчиненных порядков. Крылья антиклинория сложены палеогеновыми и неогеновыми отложениями, которые на западе контактируют с более молодыми меловыми образованиями, чем на востоке. Вдоль восточного (тектонического) контакта палеогеновые и неогеновые слои залегают очень круто, нередко имеют опрокинутое залегание с падением на восток.

На западном крыле антиклинория палеогеновые и неогеновые отложения в прибрежной зоне образуют серию линейных меридиональных антиклинальных складок, часто асимметричных (обычно более крутые, иногда опрокинутые, западные крылья). Ширина полосы этих складок изменяется от нескольких километров в районе Александровска и Холмска-Ильинска, где преобладают северо-западные простирания структур, до десятков километров в Углегорском и Невельском районах.

Складчатые структуры сильно осложнены дизъюнктивными нарушениями типа взбросов (надвигов?), сдвигов, взбросо-сдвигов и сбросов различного направления. Меридиональные взбросы



б. Разрез по линии I-I

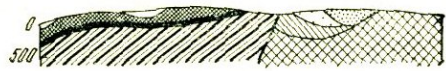
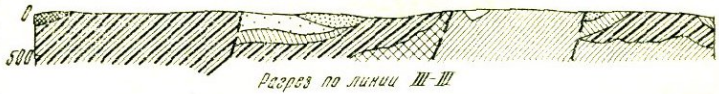
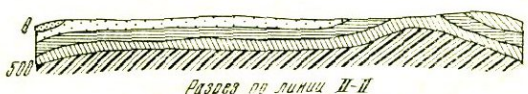
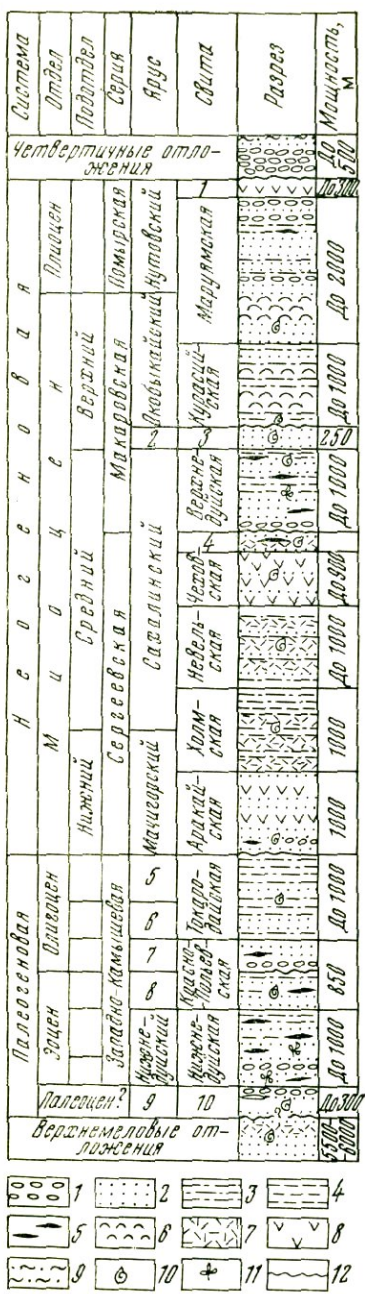


Рис. 50. Схема распространения и геологические разрезы угленосных отложений о. Сахалин.

1 — четвертичные отложения; 2 — плиоцен — четвертичные вулканогенные образования; 3 — плиоцен — верхнемиоценовые морские отложения; 4 — миоценовые угленосные отложения; 5 — средне-нижнемиоценовые морские отложения; 6 — верхнепалеогеновые морские отложения; 7 — нижнепалеогеновые угленосные отложения; 8 — меловые отложения; 9 — мезопалеозойские отложения; 10 — протерозой — палеогеновые отложения; 11 — интрузии гранитоидов; 12 — интрузии среднего и основного состава; 13 — ультраосновные изверженные породы; 14 — тектонические нарушения

В



(надвиги) играют значительную роль в тектонической структуре. Диагональные сдвиги и взбросо-сдвиги широко развиты в пределах рассматриваемой структуры и являются часто встречающимися элементами дизъюнктивной тектоники шахтных полей. Взбросо-сдвиги генетически связаны со складчатостью. Продольные, поперечные и диагональные сбросы образовались после складчатых движений.

Структурными особенностями крыльев Западно-Сахалинского антиклинория определяется строение угольных месторождений. Вдоль восточного склона хребта угольные месторождения неогенового возраста представлены преимущественно антиклиналями с крутыми, иногда опрокинутыми крыльями. Здесь разрывные нарушения сравнительно малочисленны. Изредка встречаются пологие брахиантиклинальные складки (месторождения Вахрушевское, Тихменевское, Взморское). Для западного склона характерна приуроченность угольных месторождений к самым разнообразным структурным формам. Многочисленные разрывные нарушения обусловили мелкоблоковую структуру большинства месторождений.

Центрально-Сахалинский синклинорий является наиболее молодым из этих структур, он выполнен

Рис. 31. Сводная стратиграфическая колонка угленосных отложений о. Сахалин.

- 1 — конгломераты, гравелиты; 2 — песчаники (пески); 3 — алевролиты; 4 — аргиллиты (глины); 5 — угли; 6 — кремнистые породы (диагомнты, опоки); 7 — туфогенные породы; 8 — эффузивные породы; 9 — суглинки; 10 — морская фауна; 11 — флора; 12 — разрыв. Стратиграфические подразделения: 1 — орловская свита; 2 — сертуновский ярус; 3 — аусинские слои; 4 — слои мыса Маркевича; 5 — лесогорский ярус; 6 — шебунинский ярус; 7 — верхнекраснопольский ярус; 8 — нижнекраснопольский ярус; 9 — александровский ярус; 10 — конгломератовая свита; Н — нижний; Ср. — средний; В — верхний

третичными отложениями, собранными в небольшие пологие складки второго порядка.

Кроме трех основных структур в южной половине острова развиты структуры второго порядка.

Угленосность. Угленосность о. Сахалин связана с отложениями палеогенового и неогенового возраста.

Наибольшее промышленное значение имеют верхнедуйская и нижнедуйская свиты, содержащие бурые и каменные угли различной степени метаморфизма. Угли верхнемелового возраста не разрабатываются.

Третичные и меловые отложения имеют наибольшую угленосность на западном склоне Западно-Сахалинского хребта, несколько меньшую — на других угленосных площадях.

Угленосность третичных отложений западной половины Поронайского района изучена недостаточно; по данным поисково-разведочных работ возможна значительная угленосность верхнедуйской свиты.

В верхнемеловых отложениях угольные пласты рабочей мощности приурочены в основном к гиляцкой свите.

Максимальная угленосность меловых отложений наблюдается в районе Александровск — Широкая Падь. К югу угленосность постепенно убывает.

Для угольных пластов характерно сложное строение, засоренность минеральными примесями, значительная мощность и невыдержанность в разрезе. В верхней части разреза преобладают угольные пласты небольшой устойчивой мощности.

Качество углей. Угли о. Сахалин служат хорошим энергетическим топливом, а в некоторых случаях сырьем для получения кокса, искусственного жидкого топлива и химических продуктов.

Угли гумусовые, с прослоями и линзами вязких углей типа гумусово-сапропелевых, бурые и каменные (марок от Д до Т).

В составе органического вещества бурых и длиннопламенных углей преобладают компоненты группы витрена, составляющие 80—100%, а также форменные элементы и желтоватое бесструктурное вещество разложившихся водорослей.

Качество бурых углей: содержание влаги 9,5%, рабочего топлива 16—20%, золы 7—36%, серы 0,2—1%, выход летучих 42—52%, теплота сгорания 6650—7600 ккал/кг.

Качество длиннопламенных углей: содержание влаги 3,5—4,5%, золы 35%, выход летучих 42—49%, теплота сгорания 7600—8000 ккал/кг, рабочего топлива 5000 ккал/кг. В бурых углях содержание углерода 68—75%, водорода 5—5,9%; в длиннопламенных углях: углерода 75—81,5%, водорода 5,6—6,6%.

Выход первичного дегтя у бурых и длиннопламенных углей составляет примерно 7—20% на рабочее топливо.

Качество каменных углей марок Г, Ж и К: содержание золы в среднем 10—16%, серы до 1,7%, выход летучих веществ 17—39%, содержание фосфора в газовых углях 0,013—0,089%, в более метаморфизованных до 0,175%, теплота сгорания до 8400 ккал/кг.

Угли легко- и среднебогатимые, за исключением тощих углей, дающих низкий выход концентратов.

Изменение степени метаморфизма, по правилу Хильта, наблюдается во всех свитах разреза; большое значение на о. Сахалин имеет контактовый и динамометаморфизм.

Газообильность на действующих шахтах изменяется в значительных пределах. Все действующие шахты опасны по пыли, степень взрываемости которой увеличивается с повышением содержания в углях выхода летучих.

Самовозгорание углей в естественном залегании свойственно бурным углям всех месторождений и ряду месторождений длинно-пламенных и газовых углей.

Гидрогеологические условия угольных месторождений в значительной мере определяются выходом угленосных отложений на поверхность и небольшой мощностью покрывающих их четвертичных отложений. Несмотря на большое количество атмосферных осадков, угленосные отложения обводнены сравнительно слабо вследствие преобладания в них глинистых пород, а также благодаря расчлененному рельефу. Кондиционные запасы всех углей на о. Сахалин оцениваются в 10,7 млрд. т, разведанные — 2 млрд. т.

Геологические запасы коксующихся углей марок К, Ж и Г составляют около 13% от общих запасов месторождений. Основные запасы коксующихся углей находятся в западных районах — Углегорско-Лесогорском и Александровском.

ГЛАВА VIII

ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ

Географо-геологическое размещение и общие геологические предпосылки для образования горючих сланцев. Горючие сланцы известны на значительной части территории СССР (в Прибалтике, на востоке и северо-востоке Русской платформы, в Казахстане и Сибири). В одних случаях они залегают в угленосной толще в виде самостоятельных пластов или отдельных пачек, внутри пласта угля, в других — образуют самостоятельные месторождения и крупные сланцевые районы.

Наиболее изученными являются Прибалтийский бассейн и Поволжский район. Значительные запасы (до 70% подсчитанных по СССР) содержит Оленёкский сланцевый бассейн на северо-востоке Сибирской платформы, который не осваивается из-за отдаленности. Кендерлыкский район в Казахстане также не осваивается, хотя включает в себе запасы горючих сланцев.

По своему происхождению и промышленному значению горючие сланцы разделяются на два типа: образовавшиеся в морских условиях, но парагенетически связанные с угленосными фациями. Площади распространения сланцев этого типа исчисляются тысячами квадратных километров. К ним относятся Прибалтийский и

Оленёкский бассейны, месторождения Поволжья и Заволжья. Ко второму типу относятся небольшие залежи среди угленосных формаций или залегающие совместно с угольными пластами.

Основная структурная форма сланценосных бассейнов — крупные синеклизы, являющиеся структурами первого порядка (синеклиза между Анабарским и Оленёкским поднятиями на Сибирской платформе; Прибалтийская впадина на Русской платформе; Восточно-Русская и Приуральская впадины на Русской платформе).

Запасы горючих сланцев отдельных районов и месторождений приведены в табл. 14.

Таблица 14

Запасы горючих сланцев

Бассейны и месторождения	Возраст	Всего запасов, млрд. т	В том числе на глубине	
			до 300 м	от 300 до 600 м
Всего по СССР	—	156	70,9	82,6
Северо-Восток Сибирской платформы	Нижний и средний кембрий	111,8	30,4	81,4
Прибалтийский бассейн	Средний ордовик	20,4	20,4	—
Барзасское месторождение	Средний девон	1,5	0,3	0,4
Кендерлыкское месторождение	Верхний карбон	4,0	1,5	0,8
Тургайский бассейн	Нижняя и средняя юра	0,1	0,1	—
Восток Русской платформы	Верхняя юра	18,2	18,2	—

ГЛАВА IX

ТОРФ И ЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Среди горючих ископаемых Советского Союза торф играет определенную роль в топливном балансе страны, а также главным образом как удобрение в сельском хозяйстве.

Громадные богатства торфа до революции почти не использовались. В царской России торф в незначительном количестве употреблялся почти исключительно как топливо.

К настоящему времени в СССР добыча топлива воздушно-сухого торфа по сравнению с 1913 г. увеличилась более чем в 25 раз и достигла 100 млн. т в год.

Кроме непосредственного сжигания в котлах, добытый тем или иным способом кусковой торф идет для газификации, а фрезерная

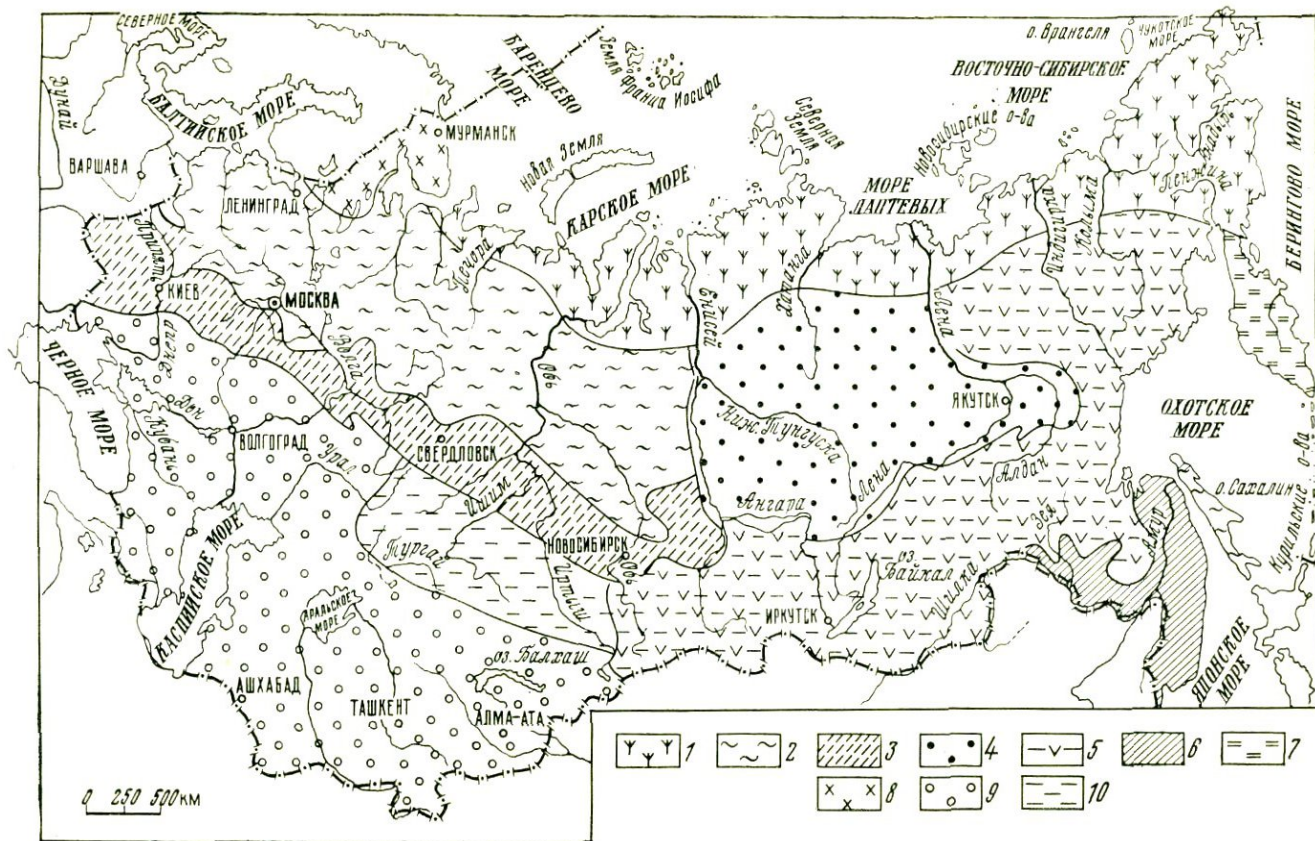


Рис. 32. Карта районирования торфяного фонда СССР.

1 — область полярных реликтовых торфяных месторождений низинного типа; 2 — область торфяных месторождений верхнего типа; 3 — область торфяных месторождений низинного типа; 4 — область центрально-сибирских торфяных месторождений; 5 — область горно-долинных торфяных месторождений; 6 — область приамурских низинных маломощных торфяных месторождений; 7 — область приустьевых торфяных месторождений; 8 — область торфяных месторождений «карельского» типа; 9 — область субтропических торфяных месторождений; 10 — область локальных топогенных торфяных месторождений низинного типа

крошка служит сырьем для изготовления бытового топлива — брикетов.

Получающаяся в процессе газификации торфяная смола используется на специальных торфо-химических заводах для дальнейшей технологической переработки в высокоценные продукты: воск, пек, креолин, фенолы и др.

Другим видом использования торфа малой степени разложения является изготовление изоплит и фасонной изоляции высокого качества. Из мало-разложившегося сильновлажоемкого торфа изготавливается подстилка для скота, являющаяся после использования прекрасным удобрением. Сильноминерализованный торф широко используют как удобрение.

В медицинской практике торф применяется в грязевом лечении многих заболеваний.

Географическое расположение торфяных месторождений в СССР. Степень изученности торфяного фонда Советского Союза в отдельных областях неодинакова. В районах средней полосы европейской части, где торф широко используется промышленностью в качестве топлива, торфяной фонд изучен достаточно детально. В районах северной половины европейской части и особенно в азиатской ее части торфяники изучены слабо.

Распространение торфяных месторождений на территории СССР и их типологическое своеобразие обусловлены в основном физико-географической средой и главным образом соотношением тепла и влаги, а также геоморфологическими условиями. Существуют различные принципы районирования и различного практического их осуществления. На рис. 32 приведена схема районирования, построенная на основе комплекса признаков торфяников с учетом физико-географических условий и геологической истории местности. В кратком виде это районирование представляется следующим образом.

Область полярных реликтовых торфяных месторождений занимает северную часть территории СССР — тундру и лесотундру. Торфяные месторождения характеризуются наличием в них вечной мерзлоты и в значительной мере реликтовостью. В этой области расположены крупнобугристые и плоскобугристые торфяники, происхождение когорых связано с мерзлотными процессами.

Область торфяных месторождений верхового типа расположена в зоне хвойных и

смешанных лесов. Процессы торфообразования протекают в этой области в наиболее благоприятных условиях и достигли максимальной степени развития. Здесь сосредоточена наибольшая часть мировых запасов торфа. Особенностью области является резкое преобладание на водоразделах месторождений верхового типа, часто со слабо разложившимся сфагновым торфом большой мощности. Торфяные залежи характеризуются разнообразной стратиграфией и значительным колебанием качественных показателей.

Наиболее крупные торфяные месторождения этой области сосредоточены в пределах Западно-Сибирской равнины и в ряде регионов Европейской части СССР.

Область торфяных месторождений низинного типа занимает лесостепную и степную зоны. Здесь преобладают торфяники низинного типа, расположенные в поймах или на низких террасах. Торфяная залежь сверху донизу сложена торфами низинного типа (осоковыми, тростниковыми, гипновыми, ольховыми и др.), часто покрыта минеральными наносами и имеет внутри минеральные прослойки. Торф средней и высокой степени разложения с повышенной зольностью. Высокая зольность имеет преимущественно аллювиально-делювиальный генезис. Площади торфяников, по сравнению с предыдущей областью, имеют меньшие размеры. В степной зоне торфяники встречаются довольно редко.

Область центрально-сибирских торфяных месторождений занимает Средне-Сибирское плоскогорье и Центрально-Якутскую равнину. Торфяников здесь очень мало и они имеют небольшую площадь, малую глубину и незначительные запасы. Торфяные залежи преимущественно низинного типа, часто с наличием вечной мерзлоты.

Область горно-долинных торфяных месторождений приурочена к горным поднятиям Южной и Восточной Сибири и Дальнего Востока. Торфяные месторождения развиваются на террасах горных рек, там, где они сложены аллювиальными отложениями, и часто имеют вечную мерзлоту.

Развиты преимущественно торфяники низинного типа небольшой площади с повышенной зольностью и минеральными прослойками. В типологическом отношении торфяные месторождения развиваются в зависимости от характера подстилающих коренных пород.

Область приамурских низинных маломощных торфяных месторождений. Торфяники расположены преимущественно по р. Амур и его притокам, имеют среднюю и высокую зольность, обладают малой мощностью, сложены свитой низинных торфов и характеризуются высокой степенью разложения.

Область привулканических торфяных месторождений охватывает п-ов Камчатка и Курильские острова. В торфяных месторождениях Восточной Камчатки, как правило, встречаются 2 или 3 прослойки вулканического пепла и песка различной мощности. Вследствие этого зольность торфяников до-

вольно высокая. Преобладают торфяные залежи низинного типа, сложенные преимущественно осоковыми и осоково-хвощевыми видами торфа. Торфяники располагаются отдельными очагами вдоль побережья Тихого океана.

Основные ресурсы торфа сосредоточены на западном побережье Камчатки, имеющем местами заторфованность до 80%. Торфяные залежи здесь преимущественно низинного и переходного типа с большими запасами верхового торфа в последнем.

Область «карельского» типа торфяных месторождений занимает Карелию и Кольский п-ов. Территория области сильно заторфована и покрыта сетью торфяников, связанных друг с другом узкими перешейками и образующих целые торфяно-болотные системы. Большое распространение имеют торфяники типа «аапа». Торфяные залежи состоят из свиты низинных, переходных или верховых торфов с высокой зольностью.

Область субтропических торфяных месторождений расположена в пределах Колхидской низменности на побережье Черного моря. Здесь преобладают торфяники низинного типа с повышенной зольностью. Встречаются также значительные участки верхового типа с мощной толщей (до 12 м) сфагнового слаборазложившегося торфа. Осушение затруднено, так как дно торфяных месторождений обычно находится ниже уровня Черного моря.

Область локальных топогенных торфяных месторождений низинного типа занимает северную часть Казахстана и характеризуется очень редкими торфяниками, образовавшимися в определенных условиях рельефа. Обычно они связаны с озерами, по краям которых и развиваются. Нередко озера превращаются в торфяники низинного типа с тростниковой растительностью и тростниковым торфом. Зольность последнего понижена, так как здесь нет адлювиальных процессов и значительно слабее выражен делювиальный снос.

Каждая из выделенных в данной схеме районирования торфяных областей резко отличается друг от друга как по количеству и характеру расположения торфяных месторождений, так и по особенностям торфяных залежей и качеству торфа.

ГЛАВА X

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГОРЮЧЕГО ГАЗА СССР

Нефть и природный горючий газ является ценнейшим минеральным сырьем, имеющим чрезвычайно важное значение для экономики страны. Нет ни одной отрасли промышленности, где бы не использовались в той или иной мере нефть или ее продукты. Без нефти невозможны индустриализация и механизация сельского

хозяйства, развитие автотранспорта и авиации, улучшение материального и культурного благосостояния трудящихся.

Большую роль играет нефть в укреплении обороноспособности Советского государства. Бесперебойное снабжение Советской Армии нефтепродуктами во время Великой Отечественной войны было одним из важнейших условий победы Советского Союза над фашистской Германией.

В настоящее время нефть и ее продукты потребляются всеми отраслями тяжелой и легкой промышленности, включая пищевую промышленность. Из нефти и ее продуктов изготавливаются текстильные волокна, органические кислоты, пластмассы, синтетические жиры, взрывчатые вещества и т. п.

Предусматривается, что нефтяная и газовая промышленность должна давать топливо не только для моторов и коммунально-бытовых нужд, но и для промышленных предприятий, электростанций, для железнодорожного и водного транспорта.

Месторождения газа разведаны в Узбекистане, Туркмении, Азербайджане, на Украине, в Краснодарском и Ставропольском краях, Саратовской, Тюменской, Оренбургской областях, на Украине (Шебелинка) и др.

Большая роль в осуществлении ускорения темпов развития народного хозяйства страны принадлежит газовой промышленности, призванной обеспечить производство синтетических материалов ценным и экономически выгодным сырьем, что позволит одновременно значительно улучшить технико-экономические показатели производства ряда важнейших химических продуктов и высвободить для народного хозяйства большое количество зерна, жиров и картофеля.

В настоящее время только в небольшом числе стран отсутствуют промышленные нефтяные или газовые месторождения, например в Норвегии, Швеции, Дании, Финляндии и др., расположенных в основном в зоне широкого развития на поверхности наиболее древних (докембрийских) кристаллических пород, не имеющих достаточных коллекторов формирования газонефтяных залежей.

Нефтегазопроявления и нефтегазоносность установлены в отложениях всех возрастов: в докембрии — на Байкале и Кольском полуострове (Хибины, Мончегорск); в кембрии — в Якутии и вблизи Иркутска; в ордовике и силуре — на Мидконтиненте Северной Америки и в СССР в Тимано-Печорской газонефтеносной области (месторождение Западный Тэбук). Они известны из слоев девона, карбона, перми, часто встречаются в мезозое (например, на Кавказе, Эмбе, Западной Сибири и др.). Распространены в породах кайнозойского возраста и встречаются даже в четвертичных отложениях (например, в Западной Сибири). Газонефтепроявления и газонефтеносность не приурочены к каким-либо определенным по физико-географическим и фациальным условиям образования породам. Они приурочены как к субаквальным породам, так и к сугубо континентальным условиям (Китай, Монголия и др.).

При сопоставлении карты распространения скоплений нефти и газа с геологической или тектонической картой наблюдается определенная приуроченность всех белых пятен к древним щитам или к центральным частям складчатых систем. Такая же закономерность нами выявлена и при составлении карты (схемы) распространения природных газов на территории СССР.

Эти закономерности имеют исключительно большое теоретическое и практическое значение, так как найдя теоретическое объяснение им можно установить критерии для оценки перспектив газонефтеносности стран, континентов и отдельных их частей. Решение таких проблем следует искать в условиях образования, сохранения и разрушения их скоплений. Сопоставляя геологические и тектонические карты, надо учитывать историю геологического развития того или иного участка земной коры. По условиям битумообразования, формирования и разрушения скоплений нефти и газа все газонефтеносные области, как и месторождения угля, можно разделить на три основных структурно-генетических типа: геосинклинальный, промежуточный и платформенный.

Некоторые месторождения нефти и газа приурочены к предгорным частям, к подножию горных сооружений. Они располагаются во внешних зонах геосинклиналей, в переходных областях, или во внешних зонах устойчивых платформ.

Месторождения, занимающие промежуточные положения между платформенными и геосинклинальными, имеют большое распространение. По структурам и происхождению промежуточные месторождения являются очень важными в ряду месторождений структурно-генетического типа.

Описание некоторых провинций газонефтеносных областей и районов приводится ниже.

В пределах Советского Союза (рис. 33) известны следующие газонефтеносные провинции, области и районы. Палеозойские (области): 1) Тимано-Печорская; 2) Волго-Уральская (Второе Баку); 3) Днепрово-Донецкая (Восточно-Украинская). Мезокайнозойские: 4) Крымско-Предкавказская провинция; 5) Предкарпатская область; 6) Восточно-Кавказская область; 7) Урало-Эмбенская (Казахская) область; 8) Среднеазиатская провинция; 9) Западно-Сибирская провинция; 10) Сибирская платформа; 11) Северный Восток, Камчатка, Сахалин.

§ 8. ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Тимано-Печорская газонефтеносная область расположена между Тиманским Кряжем и Пайхоем. Месторождения приурочены к северо-восточному склону Тиманского поднятия, осложненного рядом обширных пологих структур (рис. 34).

Газонефтеносные месторождения приурочены к песчаникам живецкого и фаменского ярусов. Высокодебитные залежи Западно-Тебукского месторождения в западной части Печорской депрессии восточнее Ухты приурочены к песчаникам и карбонатным по-

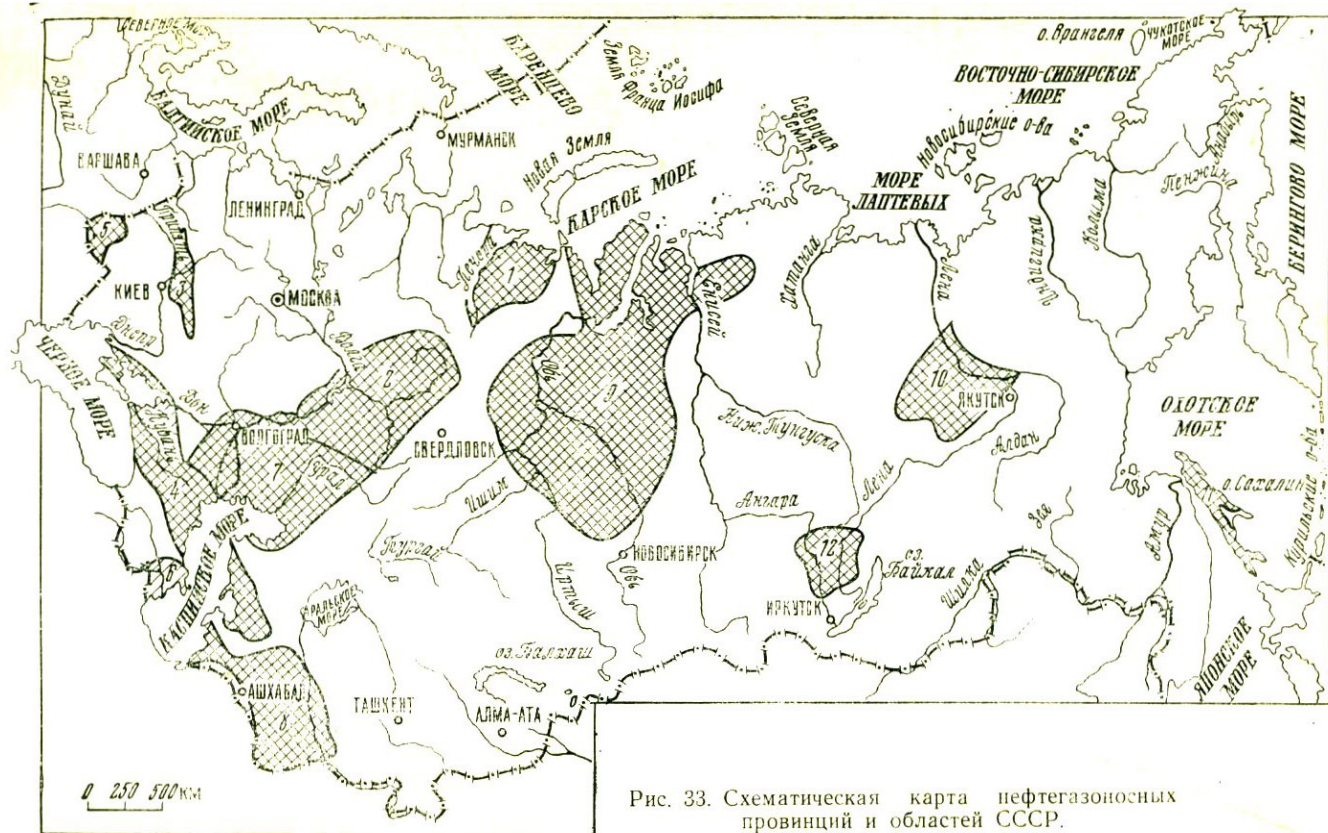


Рис. 33. Схематическая карта нефтегазоносных провинций и областей СССР.

1 — Тимано-Печорская область; 2 — Волго-Уральская область; 3 — Днепровско-Донецкая область; 4 — Крымско-Предкавказская провинция; 5 — Предкарпатская область; 6 — Азербайджан; 7 — Северо-Каспийская область; 8 — Средняя Азия; 9 — Западно-Сибирская провинция; 10 — Вилюйская область; 11 — Сахалинская область; 12 — Лено-Ангарская область

родам верхнего и среднего девона. Здесь также обнаружена залежь легкой бензиновой нефти в карбонатных породах силура (Вуктыльское месторождение газа).

§ 9. ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Волго-Уральская газонефтеносная область расположена на востоке Русской платформы, между р. Волгой и западным склоном Урала. Залежи нефти приурочены к широкому диапазону палеозойского разреза: к терригенным отложениям среднего и верхнего девона и нижнего карбона и к карбонатным породам верхнетурнейского яруса нижнего карбона, среднего карбона и перми. В этой газонефтяной области имеются платформенные структуры I порядка — своды, разделенные впадинами, которые в свою очередь осложнены структурами II порядка — валами, на которых имеются поднятия III порядка в виде пологих куполов или брахиантиклиналей, к которым и приурочены залежи нефти и газа. В этой области расположен Татарский свод (размером 400×200 км), южный склон которого осложнен многочисленными валообразными поднятиями. Ромашкинское месторождение приурочено к обособленному куполу, расположенному в южной части Татарского свода.

Туймазинское месторождение нефти приурочено к двум куполам асимметричного строения, газонефтеносными горизонтами являются песчаники среднего девона, образующие сводовые пластовые залежи (месторождения Бавлы, Шкапово и др.).

Севернее Татарского свода в бассейне р. Камы находится нефтеносный Волго-Камский район. Основные залежи приурочены к нижнему карбону.

В районе г. Перми расположено многопластовое Ярино-Каменноложское месторождение с большими запасами и высокими дебитами скважин.

К этой провинции относятся месторождения Оренбургской, Саратовской, Волгоградской и Астраханской областей.

§ 10. ДНЕПРОВО-ДОНЕЦКАЯ (ВОСТОЧНО-УКРАИНСКАЯ) ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

В состав осадочных пород, слагающих Днепровско-Донецкую газонефтеносную область, входят породы различного возраста, начиная с девонских и кончая четвертичными. Залегают осадочные породы на докембрийском кристаллическом фундаменте, который сложен древней осадочно-эффузивно-метаморфической толщей.

В тектоническом отношении Днепровско-Донецкая область неоднородна. В восточной части она представляет собой типичный предгорный прогиб, оконтуренный с юга складчатостью Донбасса, а с севера — склоном Воронежского свода.

Зоны газонефтеаккумуляции приурочены к бортам впадины, вдоль которой на западе протягивается ряд антиклиналей. Обра-

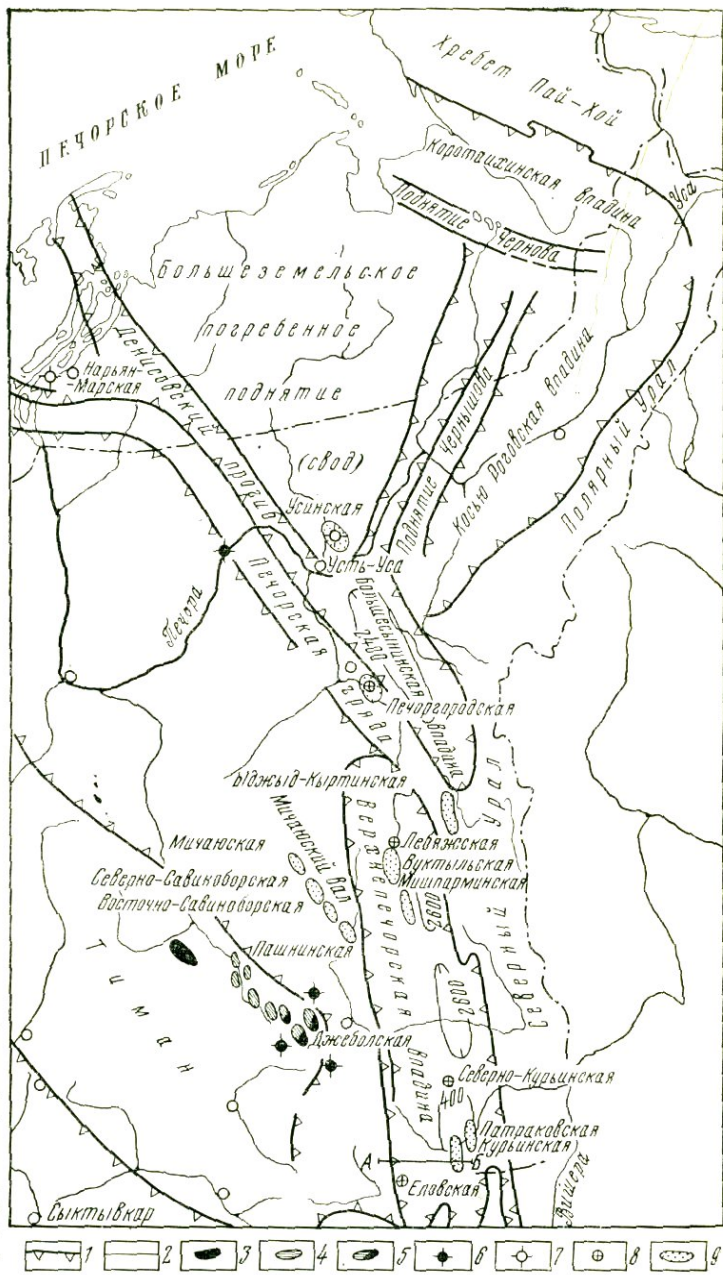


Рис. 34. Схематическая тектоническая карта Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции. По А. Я. Кремсу и Г. В. Чернявскому.

1 — границы тектонических элементов первого порядка; 2 — изогипсы по кровле карбонатных пород ($P_1 - C_3$), по данным сейсморазведочных работ и бурения; 3 — нефтяные месторождения; 4 — газовые месторождения; 5 — нефтегазовые месторождения; 6 — пробуренные опорные скважины; 7 — бурющиеся опорные скважины; 8 — поисково-оценочные скважины; 9 — структуры, находящиеся в бурении

зование антиклиналей обусловлено глубинными разломами, сопровождаемыми соляными куполами.

В пределах Днепровско-Донецкой газонефтеносной области поисково-разведочными работами и глубоким бурением выявлено более 60 месторождений нефти и газа. Эти месторождения размещаются в отложениях палеозойского и мезо-кайнозойского возраста, степень изученности которых различна.

В области северного склона Донбасса выявлены Волчяерское, Томашевское, Кременское, Красно-Поповское, Астаховское месторождения газа и Гречишкино-Новоайдирское газовое проявление. В Бахмутской котловине известно Славянское нефтегазопроявление.

В Днепровско-Донецкой впадине выявлены газонефтяные месторождения — Кибинцевское, Глинско-Розбышевское, Прилукское, Сагайдакское, Радченковское, Качановское, Шебелинское, Чернухинское.

Разрез Шебелинского месторождения в центральной части вскрыт на глубину 4300 м. Здесь развит мощный осадочный комплекс четвертичных, третичных, меловых, юрских, триасовых, пермских и верхне- и среднекаменноугольных отложений, вскрытых буровыми скважинами. Однако в строении складки несомненно принимают участие отложения нижнего карбона верхнего и, возможно, среднего девона, а также кристаллические породы фундамента. В тектоническом отношении месторождение представ-

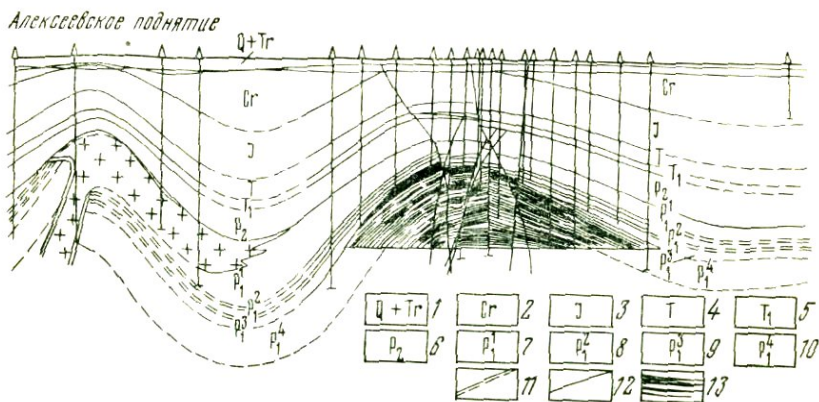


Рис. 35. Условия залегания газа на Шебелинском месторождении.
По Б. С. Воробьеву.

1 — четвертичные и третичные отложения (полтавский, харьковский, киевский ярусы); 2 — меловые отложения (верхний и нижний отделы); 3 — юрские отложения (верхний, средний и нижний отделы); 4 — триасовые отложения; 5 — триас песчаный (нижний отдел); 6 — верхняя пермь (Шебелинская свита); 7 — верхний ангидритовый горизонт соленосной свиты нижней перми; 8 — средний ангидритовый горизонт; 9 — нижний ангидритовый горизонт; 10 — свита медистых песчаников (нижняя пермь); 11 — стратиграфические горизонты; 12 — тектонические нарушения; 13 — газоносные пласты

ляет собой большую брахиантиклинальную асимметричную складку, разбитую системой сбросов и взбросо-надвигов на ряд блоков (рис. 35).

Характерным для месторождения является высокое аномальное пластовое давление, обусловленное его геологическими особенностями. Все газоносные горизонты месторождения составляют единую залежь, внутренние части которой связаны между собой. Скважины показали абсолютно свободный дебит газа от 255 до 4160 тыс. м³ в сутки.

§ 11. КРЫМСКО-ПРЕДКАВКАЗСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

В этой провинции разведочными работами установлена промышленная газонефтеносность юрских и меловых отложений в Восточном Предкавказье, палеогеновых — на всей территории и неогеновых — в Восточном и Центральном Предкавказье.

Предкавказье занимает область молодой эпигерцинской платформы, вовлеченной в разной степени в систему предгорных прогибов. Выделяются три структуры I порядка: Азово-Кубанская впадина, Ставропольское поднятие и Терско-Каспийская впадина.

Газоносность платформенной области Предкавказья связана со всем комплексом мезо-кайнозойских отложений, однако промышленные скопления нефти и газа имеют определенную зональность по площади и этажность в стратиграфическом разрезе. На территории Предкавказья четко прослеживается трехэтажное строение осадочных толщ, характерное для молодых платформ.

Длительное и устойчивое прогибание обусловило существование в течение продолжительного времени регионального наклона осадков, что создавало благоприятные условия для миграции углеводородов из более погруженных зон в приподнятые, т. е. в области развития структурных или стратиграфических экранированных ловушек, сгруппированных в крупные зоны газонефтенакпления.

На основании анализа всего имеющегося материала и истории геологического развития на территории Предкавказья и Крыма выделяются зоны газонефтенакпления, связанные с крупными структурными элементами, четко выраженными как по фундаменту, так и в структуре осадочного комплекса. Такими перспективными зонами в первую очередь являются склоны Озексуатского свода, вала Карпинского, Ставропольского и Ейско-Березовского сводов. С этими зонами и связаны основные запасы газа и нефти в мезозойских отложениях Предкавказья.

§ 12. ПРЕДКАРПАТСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Предкарпатская газонефтеносная область по своему геологическому строению весьма своеобразна. Она представляет собой предгорную впадину. С востока Предкарпатский прогиб ограничен

сооружением Добруджи и ее северным погребенным продолжением. Наиболее прогнутая часть Предкарпатской газонефтеносной области протягивается в виде узкого предгорного рва непосредственно вдоль передовой интенсивно смятой складчатой зоны. Этот ров выполнен мощной толщей неогеновых осадков, достигающей 6 км в месте поворота Карпат от меридионального направления на запад. На всем протяжении рва платформенный ее склон пологий и не осложнен сколько-нибудь заметными структурными изгибами.

В Предкарпатье нефтяные залежи преимущественно пластовые, тектонически экранированные, связаны с различными песчаными пластами третичных отложений. Наибольшее значение имеют залежи в меотисе. На втором месте по значению стоят сарматские залежи. Кроме того, залежи известны в плиоцене, среднем миоцене и олигоцене, они возможны и в более древних отложениях.

§ 13. ВОСТОЧНО-КАВКАЗСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Основные месторождения нефти этой области расположены на Апшеронском полуострове, в прилегающей части акватории Каспия и в Нижне-Куринской депрессии.

Основной нефтедобывающей областью является Апшеронская, где нефтеносными являются отложения майкопской и диатомовой свит, продуктивной толщи и апшеронского яруса.

Для тектоники Апшеронского полуострова характерны погружения складчатости Кавказа в юго-восточном направлении, ветвление и дугообразные завороты осей антиклиналей и развитие грязевого вулканизма. Каждая антиклинальная зона несет на себе многочисленные куполовидные или брахиантиклинальные поднятия, разделенные седловинами. Антиклинальные зоны продолжаютя под уровень моря, образуя ряд подводных складок, которые содержат газ и нефть.

На Апшеронском полуострове насчитывается 30 месторождений нефти. Все месторождения многопластовые, нефтенасыщенность их очень велика.

В последнее время в пределах Нижнекуринской депрессии открыт ряд месторождений (Мишовдаг, Кюровдаг и др.).

§ 14. УРАЛО-ЭМБЕНСКАЯ (КАЗАХСКАЯ) ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Урало-Эмбенская газонефтеносная область расположена в бассейнах нижнего течения рек Урала и Эмбы. Залежи нефти приурочены к соляным куполам. Нефть связана с песчаниками пермотриаса, средней юры и мела. Здесь известны многие месторождения нефти: Байчунас, Доссор, Кос-Чагыл, Каратон, Кенкияк, Прорва и др.

§ 15. СРЕДНЯЯ АЗИЯ

По характеру современных структур территория подразделяется на области, в пределах которых складчатый фундамент относительно глубоко погружен под покров мезо-кайнозойских отложений, и на обрамляющие области, где складчатые образования приподняты и выходят на дневную поверхность.

Области относительно высокого залегания складчатого основания в свою очередь подразделяются на зоны, геосинклинальное развитие, складчатость и консолидация которых были завершены в палеозое, и на зоны альпийских геосинклиналей, где складчатость и воздымание в основном произошли в неоген-антропогене.

На территории Средней Азии промышленные месторождения газа и нефти расположены в Бухаро-Хивинской платформенной зоне, Ферганской межгорной впадине, Таджикской депрессии, Западно-Туркменской части Южно-Каспийской впадины. В пределах Восточной Туркмении открыли месторождения: Шатлык, Ачак, Нани и др. (рис. 36).

Бухаро-Хивинская газонефтеносная зона расположена в области относительно круглого, неравномерного, в общем ступенчатого погружения палеозойского фундамента из районов его выходов на дневную поверхность в пределах Кызылкумских палеозойских

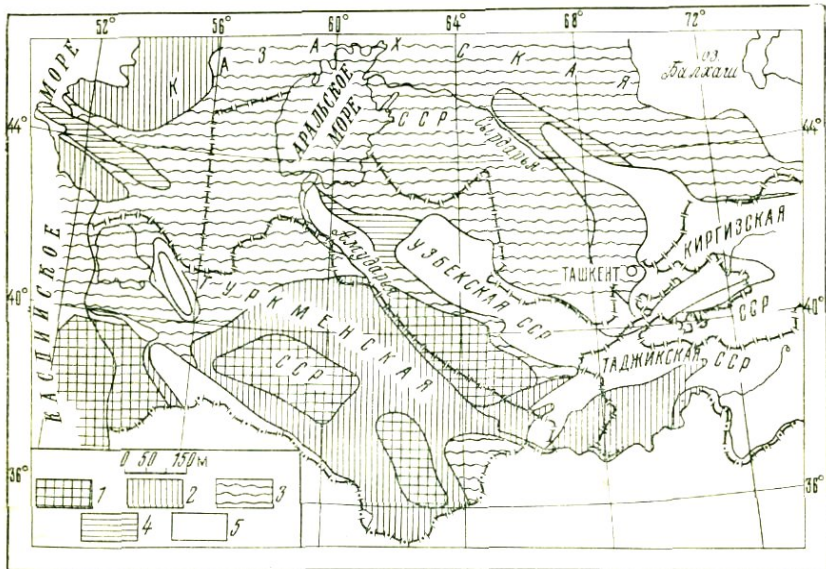


Рис. 36. Средняя Азия. Карта оценки перспектив нефтегазоносности. По А. А. Борису и В. Г. Васильеву с изменениями.

Территории: 1 — высокоперспективные с доказанной промышленной нефтегазоносностью; 2 — высокоперспективные с недоказанной промышленной нефтегазоносностью; 3 — перспективные с доказанной нефтегазоносностью; 4 — перспективные с недоказанной промышленной нефтегазоносностью.

массивов в направлении к Предгисарскому прогибу. Мезо-кайнозойские комплексы также погружаются в этом направлении, но под значительно меньшими углами. В связи с этим как в региональном, так и в локальных поднятиях конфигурации поверхности палеозойского фундамента значительно отличаются от рельефа поверхности юрских и меловых отложений.

В Ферганском районе развиты в основном мелкие месторождения. Встречаются также средние месторождения. Нефтяные месторождения Ферганы расположены главным образом вдоль южного борта. Выявлено несколько месторождений у северного борта, в том числе Избаскентское в северо-восточной части Ферганы. Месторождения Палванташское, Андижанское, Шаарихан-Хаджиабаскентское и Южно-Аламышинское находятся в юго-восточной части Ферганы.

Нефтяные месторождения Ферганы приурочены к удлиненным сложно построенным, часто асимметричным, антиклинальным складкам, среди которых по степени нарушенности дизъюнктивами, форме и размерам выделяется несколько типов.

Основные перспективы дальнейшего развития нефтедобывающей промышленности Ферганской впадины связаны с выявлением более глубоких погребенных структур. Особый интерес представляют мезозойские отложения.

Таджикская межгорная впадина (депрессия) располагается на юге Таджикистана и Узбекистана и частично на юго-востоке Туркменистана.

Газонефтепроявления в пределах Таджикской впадины и в районах южных отрогов Гисарского хребта распространены довольно широко и охватывают значительный стратиграфический диапазон, включающий юрские, нижне- и верхнемеловые и третичные образования. Основные промышленные (разрабатываемые) горизонты месторождений Таджикской впадины относятся к бухарскому ярусу палеогена. Продуктивными являются четыре-пять пластов известняков, доломитизированных, пористых (10—25%), разделенных пластами гипса и плотных, непроницаемых известняков. Залежи пластовые, сводовые, имеют площади от единиц и десятков гектаров до нескольких сотен гектаров и содержат значительные газовые шапки.

В Западно-Туркменской газонефтеносной области разрабатываются месторождения газа и нефти, которые располагаются в Западно-Туркменской низменности.

В пределах Западно-Туркменской низменности выделено несколько тектонических единиц II порядка, отличных по своему строению: Прибалхашская депрессия, Кеймир-Чикишлярская, Аладаг-Мессерианская зоны меловых и палеогеновых складок, Кызыл-Атрекская депрессия.

Таким образом, из приведенных материалов по стратиграфии и тектонике Средней Азии и частичного описания некоторых газонефтяных месторождений следует, что промышленные многопла-

стовые, часто высокодебитные залежи газа и нефти в различных районах приурочены к юрским, меловым, палеогеновым и неогеновым отложениям.

§ 16. ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

В настоящее время на территории Тюменской области выявлено 12 нефтегазоносных областей (рис. 37).

Западно-Сибирская газонефтеносная провинция в геологическом отношении представляет собой эпигерцинскую платформу с мезо-кайнозойским чехлом от 1000 до 4000 м мощности.

Тектоника чехла характеризуется пологими формами и зависит от структуры фундамента. В платформенном чехле выделяются крупные валообразные поднятия. Со сводами этих поднятий связаны газовые и нефтяные месторождения. Из известных газоносных районов является Березовский, который вытянут к югу от р. Сосьва, южнее располагается Шанмско-Красноленский нефтяной район. Нефтяные месторождения установлены по среднему течению р. Оби: Усть-Балыкское, Сургутское, Самотлорское, Мегионское, Сосьвинское, Ачанское и др. Нефтяными в этих районах являются песчаники валанжина и готерив-баррема.

В центральной части Западно-Сибирской низменности расположен Салымский нефтеносный район.

В северных районах Западно-Сибирской низменности известны газовые месторождения: Уренгойское, Губкинское, Тазовское, Заполярное, Медвежье, Ново-Портовское, а также на крайнем северо-востоке Западной Сибири, на Нижне-Хетской площади в Усть-Енисейской впадине.

§ 17. СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА

В последние годы в Приверхоянском прогибе был открыт ряд газовых месторождений и в том числе в устье р. Вилюй. В небольшом количестве обнаружены газ и жидкая нефть в Лено-Ангарской области. Все это свидетельствует о том, что в недрах Восточно-Сибирской платформы могут быть открыты промышленные нефтяные и газовые месторождения. Газонефтепроявления приурочены к прогибам, в которых имеются мощные отложения юрской системы, а также нижнего кембрия, а на севере платформы — пермской системы.

§ 18. СЕВЕРНЫЙ ВОСТОК, КАМЧАТКА, О. САХАЛИН

Северо-восточная газонефтеносная область располагается в крайней восточной части СССР.

По сравнению с другими газонефтеносными областями крайний северо-восток, о. Сахалин и Камчатка изучены очень слабо, не смотря на огромную их площадь.

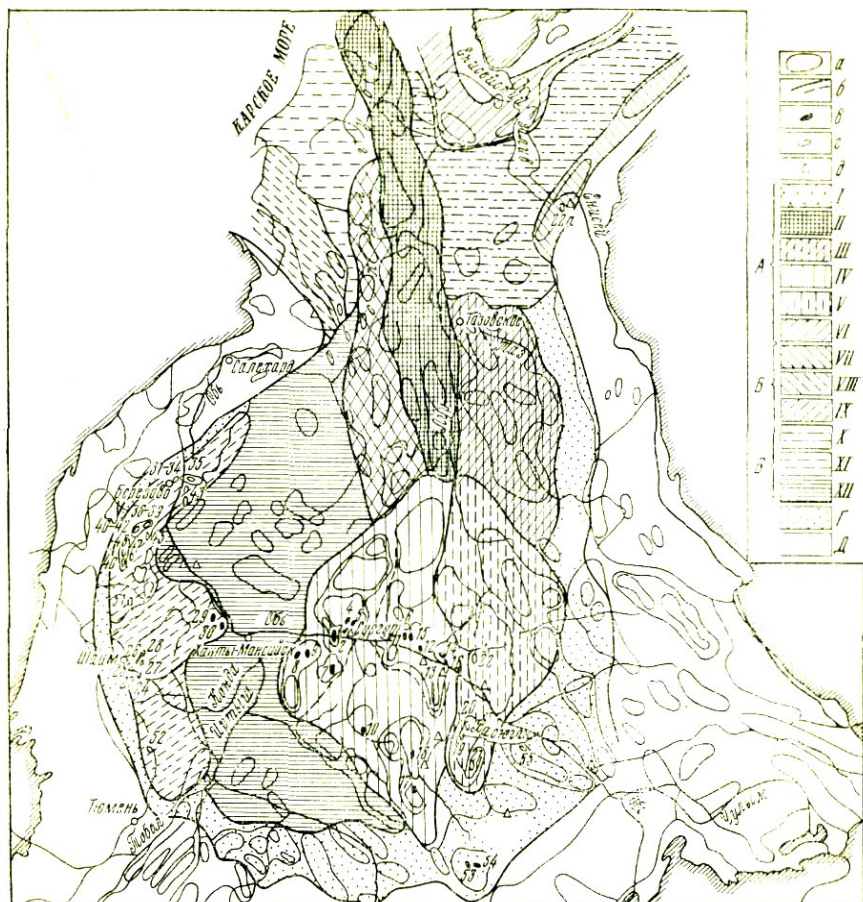


Рис. 37. Схема размещения нефтегазоносных областей в пределах Западно-Сибирской низменности. По М. Я. Рудкевичу (1964).

a — контуры положительных тектонических форм I и II порядков; *б* — границы: 1 — нефтегазоносных областей; 2 — некоторых нефтегазоносных районов; *в* — нефтяные месторождения; *г* — газовое месторождение; *д* — нефтепровлавление; *A* — нефтегазоносные области внутренних поднятий (антеклиз, сводов, мегавалов): I — Ямало-Надымская (вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности нижняя — средняя юра, неоком — сеноман, маастрихт — дат); II — Гыдан-Пурская (вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности юра — неоком, сеноман); III — Тазовская (установленный и вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности юра — валанжин, сеноман); IV — Средне-Обская (установленный стратиграфический диапазон нефтегазоносности средняя юра — келловей, неоком); V — Александровская площадь (стратиграфический диапазон нефтегазоносности средняя юра — келловей, валанжин); *B* — области крупных поднятий и моноклиналей на склонах внешнего пояса и примыкающих к ним бортов внутренних впадин: VI — Таймырское (вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности юра — валанжин); VII — Приенисейская (наиболее вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности — юра), 22 — Малохетское и Ново-Портовское месторождения газа; VIII — Нурминское (установленный и вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности юра — неоком — альб); IX — область Сибирского Приуралья (установленный стратиграфический диапазон нефтегазоносности средняя юра — верхняя юра — валанжин): Березовский газоносный район, Шамский нефтеносный район. Месторождения нефти: 23 — Мулымьинское; 24 — Трехозерное; 25 — Южно-Мартымынское; 26 — Северо-Мартымынское; 27 — Тетеревское; 28 — Средне-Мулымьинское; 29 — Каменное; 30 — Елзаровское. Месторождения газа: 31 — Березовское; 32 — Деминское; 33 — Южно-Алясовское; 34 — Северо-Алясовское; 35 — Охромское; 36 — Северо-Игринское; 37 — Южно-Игринское; 38 — Пауль-Турское; 39 — Нулин-Турское; 40 — Западно-Сыс-

На современной стадии изученности можно говорить лишь об общих значительных перспективах этих территорий. По геологическому строению наиболее перспективным является Восточно-Камчатский прогиб вдоль Тихоокеанского побережья Камчатки. На северо-западе он ограничен Восточно-Камчатской зоной поднятий, а на юго-востоке в значительной части погружен под воды Тихого океана. В состав этого прогиба входит большая часть территории, примыкающей с запада к Шипунскому, Камчатскому и Кроноцкому полуостровам, которые рассматриваются в качестве останков некогда единой зоны поднятий отрогов Алеутской дуги, в строении которой основную роль играли отложения палеогена и меловой системы.

Весьма перспективен на газ и нефть Карякский район, где широко развиты субвулканические интрузии, представленные основными и ультраосновными породами, внедрившиеся в осадочную толщу мела и палеогена большой мощности с хорошими коллекторами.

Промышленная разработка нефтей ведется пока лишь на о. Сахалин.

Все месторождения о. Сахалин расположены в его северо-восточной части (Оха, Эхаби, Катанчи). Газонефтеносной является окобыкайская свита, нефтеносные горизонты которой сложены песками, местами с прослоями глин. Дагинская свита также содержит ряд нефтеносных горизонтов. Типы газонефтяных залежей о. Сахалин отличаются значительным разнообразием. Здесь широко распространены пластовые, сводовые, тектонически литологически и стратиграфически экранированные и сравнительно реже литологически ограниченные залежи.

Известными в настоящее время нефтяными месторождениями далеко не исчерпываются перспективы о. Сахалин. На западном побережье Северного Сахалина, а также в южной его части и на восточном берегу могут быть открыты новые нефтяные месторождения. Наличие нефтяных и газовых залежей следует ожидать не только в низах третичных отложений, но и в более древних отложениях мела.

консыньинское; 41 — Восточно-Сысконсыньинское; 42 — Южно-Сысконсыньинское; 43 — Чуэльское; 44 — Тутинское; 45 — Пунгинское; 46 — Шухтунгортское; 47 — Западно-Шухтунгортское; 48 — Горное; 49 — Озерное; 50 — Сотэ; 51 — Верхне-Кондинское; 52 — Карабашское; В — области центров (днищ) крупных и крупнейших внутренних депрессий (синеклиз, впадин); X — Танамская (вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности юра — неокон); XI — Ямальская (вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности нижняя — средняя юра, готерив — алт, сеноман — сенон); XII — Мансийская (установленный и вероятный стратиграфический диапазон нефтегазоносности нижняя — средняя юра). Г — территория перспективных земель, в пределах которой не выделяются нефтегазоносные области по структурно-тектоническим критериям (земли неотчетливого тектонического контроля регионального нефтегазоаккумуляции). Стратиграфический интервал возможной нефтегазоносности определяется по диапазону смежных областей; 53 — Межовское нефтяное месторождение; 54 — Веселовское нефтяное месторождение; 55 — Усть-Сильгеньское газоконденсатное месторождение. Д — земли, неперспективных на нефть и газ (по совокупности структурно-тектонических, гидрогеологических и газово-геохимических показателей)

Асфальт и озокерит. Твердые битумы — асфальт и озокерит — по происхождению и условиям нахождения в земной коре тесно связаны с месторождениями нефти. Благодаря специфическим свойствам эти минеральные вещества приобрели важное значение в народном хозяйстве.

Твердые битумы делятся на две группы: 1) нефтяные битумы (озокериты, асфальты, асфальтиты); 2) керогены, или пиробитумы (кериты и антраксолиты).

Нефтяные битумы (нафтиды) по составу близки к нефтям. Они растворяются в органических растворителях и легко плавятся. Озокериты представляют собой смесь твердых углеводородов метанового ряда с небольшой примесью жидких углеводородов и газа. Возможно, что они образуются вследствие выпадения из нефти парафиновых углеводородов при быстром охлаждении во время поднятия метановой нефти вверх по трещинам. В зависимости от количества примесей консистенция озокерита меняется от мазоподобной до твердой и хрупкой. Элементарный состав: углерода от 84 до 86%; водорода от 13 до 15%.

Озокерит химически стойкий, водо- и паронепроницаемый, кислото- и щелочноупорный, обладает высокой степенью электросопротивляемости, способен давать тончайшие пленки на поверхности предметов, пластичен, обладает большой теплоемкостью и сравнительно низкой теплопроводностью.

Озокерит — сырец и продукт его очистки — церезин (свободная от примесей фракция углеводородов от $C_{37}H_{76}$ до $C_{53}H_{108}$) применяется для производства антикоррозийных кислото- и щелочноупорных смазок, для пропитки упаковочной бумаги, в производстве полировочных паст, в электро- и радиотехнике как диэлектрик, в медицине как лечебное средство и др.

Месторождения озокерита в СССР известны в Среднеазиатских союзных республиках, Краснодарском крае, на Украине, в Закавказье и в Прибайкалье. В настоящее время разработка озокеритовых месторождений производится на п-ове Челекен, в Ферганской долине и Западной Украине.

Асфальты — аморфные, буровато-черные, мягкие иногда твердые являются продуктом окисления нафтеновых нефтей. Асфальт иногда скапливается на поверхности в углублениях, образуя асфальтовые озера, или в больших и малых трещинах в горных породах, образуя жильные залежи, или заполняет поры терригенных и карбонатных пород. Удельный вес асфальтов 0,9—1,09 (при 25°).

Асфальтиты — продукт метаморфизма нефти, они являются переходными к керитам. Местами (Боливия, Перу, о-ва Куба и Барбадос) жильные асфальтиты содержат до 30—40% V_2O_5 и разрабатываются для получения ванадия. Некоторые асфальтиты содержат много никеля. Керогены состоят в основном из сложных нерастворимых соединений керогенов и карбоидов и небольших количеств асфальтенов и масел. Они тверды, углеподобны, слабо растворяются в органических растворителях (только при нагрева-

нии до 10—15°). К керогенам относят кериты, антракосолиты, рассеянные битумы и горючие сланцы.

Кериты — черные, блестящие, хрупкие вещества с раковистым изломом. Они мало похожи на битумы и являются, по всей вероятности, продуктами их метаморфизации.

Антракосолиты считают продуктом еще более глубокой метаморфизации нефти. Они похожи на антрацит и состоят из карбонидов и углерода.

Месторождения асфальтовых битумов в СССР известны во многих районах нефтеносных областей и представлены жильными и пластовыми типами. Месторождения первого типа известны на Сахалине и в Бакинском районе. Промышленное значение этих месторождений в СССР второстепенное.

Жильные месторождения асфальта и асфальтита распространены в Поволжье и Заволжье, в Эмбенской области, Закавказье и других районах.

Наиболее распространены и имеют первостепенное промышленное значение пластовые месторождения асфальтовых битумов, залежи которых обычно представлены битуминозными песчаниками, известняками и доломитами. Крупнейшие из них расположены в Поволжье (Сызранский район).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Аммосов И. И. Химия и генезис твердых горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1953, с. 26—37. (Труды Первого Всесоюзного совещания, 1950).
- Бакиров А. А. Теоретические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М. «Высшая школа», 1968, с. 14—28.
- Брод И. О. и Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. М., изд-во МГУ, 1960, 254 с.
- Валлосович К. К. О гипотезе неорганического происхождения нефти. — «Труды ВНИГРИ. Сер. Геология и геохимия», 1960, № 3, с. 19—27.
- Васильев П. В. Уголь. Оценка месторождений при поисках и разведках. М., Госгеолтехиздат, 1960, 334 с.
- Вассоевич Н. Б. Микронепфть. Исследования ВНИГРИ в области нефтяной геологии. — «Труды ВНИГРИ», 1959, вып. 132, с. 131—162.
- Вассоевич Н. Б. О происхождении нефти. — «Вестник МГУ. Сер. IV. Геология», 1962, № 3, с. 3—28.
- Вебер В. В. и др. Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. М., Гостоптехиздат, 1956, 343 с.
- Вернадский В. И. О газовом обмене земной коры. М., Изд-во АН СССР, 1912, 22 с.
- Высоцкий И. В. Основы геологии природного газа. М., Гостоптехиздат, 1954, 383 с.
- Губкин И. М. Учение о нефти. ОНТИ, НКТП СССР. М.—Л., Гос. научно-техн. нефтяное изд-во, 1932, 443 с.
- Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. М., Гостопиздат, 1948, 476 с.
- Еременко Н. А. Геология нефти и газа (учебник). М., «Недра», 1968, 389 с.
- Жемчужников Ю. А. Общая геология ископаемых углей. М., Гостопиздат, 1948, 491 с.
- Зелинский Н. Д. Несколько замечаний к вопросу происхождения нефти. — Избр. труды. М., Изд-во АН СССР, 1941, с. 875—882.
- Иванов Г. А. Угленосные формации. Л., «Наука», 1967, 407 с.
- Ковалевский С. А. Грязевые вулканы Южного Прикаспия. Баку, 1940, 198 с.
- Козлов В. П. Основы генетической классификации каустобиолитов. М., Гостоптехиздат, 1957, 88 с.
- Кравцов А. И. Геохимия природных газов, их роль в формировании залежей нефти и горючих газов. Труды совещания, посвященного осадочным формациям Большого Донбасса и связанных с ним полезных ископаемых. Изд-во Харьковского университета, 1963, с. 348—359.
- Кравцов А. И. Основы геологии горючих ископаемых. М., «Высшая школа», 1966, 539 с.

- Кравцов А. И. Геохимия природных газов и их роль в формировании залежей нефти и горючих газов и перспективы нефтегазоносности Западной Сибири. — «Изв. Высш. учеб. завед. Геол. и разведка», 1964, № 1, с. 100—104.
- Кравцов А. И. Основные геологические закономерности распространения природных газов на территории СССР. — «Изв. Высш. учеб. завед. Геол. и разведка», 1962, № 1, с. 62—73.
- Кравцов А. И. О современных представлениях о происхождении природных горючих газов и нефти. — «География в школе», 1973, № 5, с. 65—68.
- Крашенинников Г. Ф. Условия накопления угленосных формаций СССР. М., изд-во МГУ, 1957, 294 с.
- Кропоткин П. Н. Происхождение углеводородов земной коры. Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти. Киев, Изд-во АН УССР, 1955, с. 90—121.
- Кропоткин П. Н. Проблема происхождения нефти. — «Советская геология», 1955, сб. № 47, с. 104—125.
- Кудрявцев Н. А. О происхождении нефти. — В кн.: Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 50—67.
- Кудрявцев Н. А. Против органической гипотезы происхождения нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1951, № 9, с. 17—24.
- Кухаренко Т. А. Химия и генезис ископаемых углей. Госгеолтехиздат, 1960, 328 с.
- Петерсилье И. А. Газы и рассеянные битумы горных пород некоторых интрузивных массивов Кольского полуострова. Апатиты, Изд-во АН СССР, Кольский филиал им. С. М. Кирова, 1960, 44 с.
- Пичугин А. В. Торфяные месторождения. М., «Высшая школа», 1967, 275 с.
- Погребнов П. И. Размещение угленосных формаций в современных структурах земной коры на территории СССР. — «Советская геология», 1972, № 7, с. 3—10.
- Порфирьев В. Б. О природе нефти. — В кн.: Происхождение нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 26—41.
- Полярков В. Э. О поисках, разведке и оценке ртутных месторождений. ОНТИ КазИМС, Алма-Ата, 1967, 80 с.
- Рудкевич М. Я. Закономерности размещения нефтегазоносных территорий в пределах Западно-Сибирской плиты в связи с основными чертами ее тектоники. Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. — Труды совещания в г. Тюмени, вып. 3, 1965, 276 с.
- Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М., «Недра», 1966, 301 с.
- Соколов В. А. Миграция газа и нефти. М., Изд-во АН СССР, 1956, 352 с.
- Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., «Недра», 1965, 276 с.
- Стадников Г. Л. Происхождение углей и нефти. М., Изд-во АН СССР, 1933, 222 с.
- Табасаранский З. М. О происхождении так называемых висячих залежей нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1955, № 1, с. 1—10.
- Тюремнов С. Н. Торфяные месторождения и их разведка. Изд. 2, перераб. М., Госэнергоиздат, 1949, 464 с.
- Успенская Н. Ю., Табасаранский З. М. Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1966, 495 с.
- Фурман И. Я. Некоторые соображения по проблеме нефтеобразования. —

Труды межобластного геологического совещания по геологии и полезным ископаемым ЦЧО, 1962. Изд-во Воронежского гос. ун-та, 1964, с. 236—240.

Хмелевская Л. В. Глубинный водород и его роль в генезисе нефти. М., Изд-во АН СССР. Сер. геолог., 1947, № 4, с. 107—114.

Чекалюк Э. Б. Нефть в верхней мантии Земли. Киев, «Наукова думка», 1967, 256 с.

Предисловие	3
Часть первая	
Основные сведения о горючих полезных ископаемых	
Глава I. Общий обзор	5
§ 1. Общие представления о происхождении горючих полезных ископаемых	5
§ 2. Круговорот углерода в природе	6
§ 3. Условия накопления и преобразования органического вещества в природе	8
§ 4. Происхождение твердых горючих ископаемых гумусового ряда	9
§ 5. Генетическая классификация горючих ископаемых	10
Глава II. Твердые горючие полезные ископаемые	11
§ 6. Торф	11
§ 7. Основные предпосылки образования углей. Накопление растительного материала, его состав и условия превращения в уголь	14
§ 8. Химический состав углей	21
§ 9. Петрографический состав углей	26
§ 10. Физические свойства углей и методы их определения	27
§ 11. Технологическое изучение углей	30
§ 12. Стадийность углеобразования	30
§ 13. Метаморфизм углей и вмещающих пород	32
§ 14. Состав угленосной толщи и условия ее образования	35
§ 15. Угольный пласт, его почва и кровля	37
§ 16. Классификации твердых горючих ископаемых	43
§ 17. Выветривание и самовозгорание углей	46
§ 18. Угольные бассейны, месторождения, районы, угленосные площади и провинции	49
§ 19. Генетические типы угленосных отложений	50
§ 20. Краткие сведения о газах угольных месторождений	54
§ 21. Использование углей в народном хозяйстве	59
§ 22. Горючие сланцы	62
Глава III. Газообразные и жидкие горючие полезные ископаемые	63
§ 23. Основные сведения о природных газах, их составе и условиях нахождения	63
§ 24. Миграция газа	64
§ 25. Происхождение нефти	67
§ 26. Химический состав нефти	76
§ 27. Физические свойства нефти	77
§ 28. Понятие о коллекторах и их основные типы	79
§ 29. Проницаемость горных пород и коэффициент фильтрации	82
§ 30. Условия залегания газа и нефти в земной коре	84
§ 31. Понятие о залежах, месторождениях и бассейнах нефти и газа	88
§ 32. Процессы разрушения газовых и нефтяных залежей	89

Часть вторая

Региональная геология горючих полезных ископаемых

	С.
Глава IV. Твердые горючие полезные ископаемые	92
§ 1. Основные геологические закономерности распределения угленосности на земном шаре	92
Глава V. Угольные бассейны и месторождения палеозойского возраста	99
§ 2. Подмосковный бассейн	99
§ 3. Донецкий бассейн	103
§ 4. Кузнецкий бассейн	108
Глава VI. Угольные бассейны и месторождения мезозойского возраста	113
§ 5. Иркутский бассейн	113
§ 6. Канско-Ачинский бассейн	117
Глава VII. Угольные бассейны и месторождения кайнозойского возраста	119
§ 7. Месторождения о. Сахалин	120
Глава VIII. Горючие сланцы	124
Глава IX. Торф и его месторождения	125
Глава X. Месторождения нефти и природного горючего газа СССР	129
§ 8. Тимано-Печорская газонефтеносная область	131
§ 9. Волго-Уральская газонефтеносная область	133
§ 10. Днепровско-Донецкая (Восточно-Украинская) газонефтеносная область	134
§ 11. Крымско-Предкавказская газонефтеносная провинция	136
§ 12. Предкарпатская газонефтеносная область	136
§ 13. Восточно-Кавказская газонефтеносная область	137
§ 14. Урало-Эмбенская (Казахская) газонефтеносная область	137
§ 15. Средняя Азия	138
§ 16. Западно-Сибирская газонефтеносная провинция	140
§ 17. Сибирская платформа	140
§ 18. Северный Восток, Камчатка, о. Сахалин	140
Список литературы	145

АЛЕКСЕЙ ИВАНОВИЧ КРАВЦОВ,
НИКОЛАЙ ИОСИФОВИЧ ПОГРЕБНОВ

**Месторождения горных полезных
ископаемых**

Редактор издательства *Л. М. Самарян*
Обложка художника *А. Е. Григорьева*
Техн. редакторы *Л. В. Дунаева, О. Ю. Тренинок*
Корректор *К. И. Савенкова*

Сдано в набор 16/VI 1975 г.
Подписано в печать 15/VIII 1975 г.
Т-15008. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага № 2.
Печ. л. 9,5. Уч.-изд. л. 10,63. Тираж 5700 экз.
Заказ № 259/5064 4. Цена 35 к.

Издательство «Недра», 103633,
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Московская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета
Министров СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли,
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

УВАЖАЕМЫЙ ТОВАРИЩ!

В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НЕДРА» ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ НОВЫЕ КНИГИ

ДОКЕМБРИЙСКИЕ алмазоносные формации мира. 10 л. 1 р.
Авт.: Метелкина М. П., Прокопчук Б. И., Суходольская О. В., Францесон Е. В.

В предлагаемой работе впервые дается монографическая сводка основных особенностей докембрийских алмазоносных формаций. Данные абсолютной геохронологии используются для сопоставления древних алмазоносных формаций различных континентов, в результате чего удается выявить несколько крупных эпох алмазоносности, имевших место в докембрии. Описание алмазоносных формаций дается по континентам, а в их пределах — по отдельным провинциям соответствующего возраста.

В заключительной части работы приводятся сведения о докембрийских породах некоторых регионов Советского Союза, в пределах которых обнаружены алмазы с признаками древности.

Работа рассчитана на специалистов по прогнозной оценке территорий на отдельные полезные ископаемые, а также на исследователей, занимающихся вопросами формирования месторождений алмазов.

КИРПАЛЬ Г. Р. Месторождения бокситов Казахстана. 15 л. 1 р. 64 к.

В работе охарактеризованы особенности геологического строения и размещения бокситоносных провинций и районов Казахстана. Выделены и охарактеризованы этапы бокситообразования: позднеордовикский, позднедевонский, раннекаменноугольный, позднетриасовый, средне-позднеюрский, альбский, позднеальбский раннетуронский, турон-сантонский и палеоцен-эоценовый. Описаны методика поисковых и геологоразведочных работ, принципы прогнозной оценки бокситоносных районов и месторождений, кондиции и требования промышленности к качеству бокситов. Кратко рассмотрены геофизические методы, применяемые при проведении поисковых и геологоразведочных работ.

Книга представляет интерес для геологов производственных и научно-исследовательских организаций, непосредственно связанных с решением практических задач по прогнозированию, выяснению и проведению поисковых и геологоразведочных работ на месторождениях бокситов различных морфогенетических типов.

МЕТАЛЛОГЕНИЯ ртути. Под ред. В. И. Смирнова и В. А. Кузнецова. 25 л. 2 р. 80 к.

Книга представляет собой полную сводку материалов по закономерностям образования и размещения ртутных месторождений, в которой использованы новейшие достижения в области изучения геологии и металлогении ртути.

В работе охарактеризованы главные типы ртутьносных металлогенических провинций, ртутные провинции Советского Союза и зарубежных стран, рассмотрены важнейшие вопросы эндогенного ртутного рудообразования и критерии поисков ртутных месторождений.

Книга рассчитана на широкий круг геологов производственных организаций, ведущих поиски ртутных месторождений, и на специалистов, занимающихся вопросами металлогении и общими проблемами эндогенного рудообразования.

СМИРНОВ В. И. Геология полезных ископаемых. Изд. 3, испр. и доп. 62 л. 6 р. 51 к.

В книге рассмотрены природные физико-химические и геологические условия формирования в недрах и на поверхности Земли важнейших полезных ископаемых. Приведена характеристика трех серий месторождений — эндогенной, экзогенной и метаморфогенной, разделенных на ряд групп, которые в свою очередь расчленены на генетические классы; описаны общие условия возникновения месторождений полезных ископаемых в процессе развития земной коры на континентах, в придонных частях океанов и области перехода между ними; определены геологические закономерности их размещения в региональных и локальных тектонических структурах.

Книга предназначена для широкого использования в геологической практике, при научных исследованиях, в процессе изучения соответствующего курса студентами и аспирантами геологических вузов и факультетов.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «книга — почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61

№ 59 — 127412, Москва, И-412, Коровинское шоссе, 20

Издательство «Недра»

35 коп.

1366

НЕДРА