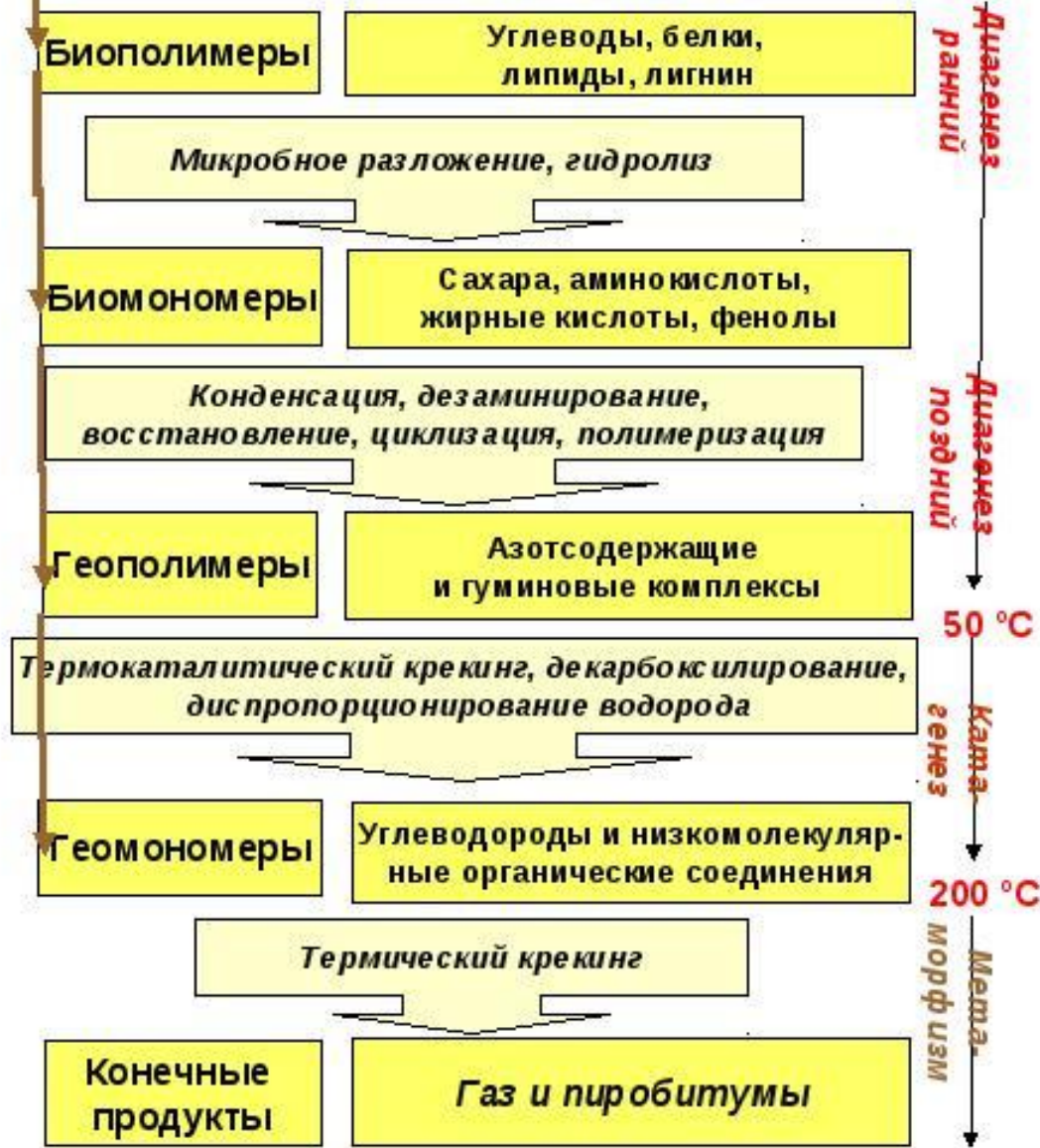


Образование каустобиолитов в осадочном чехле земной коры в процессе катагенеза

ВОР

НЕФТЬ [нафта (нафта)] – жидкий каустобиолит, исходное звено в классификационном спектре нафтидов. Генетически Н. представляет собой осособившийся в самостоятельные скопления концентрат жидких, преимущественно углеводородных, продуктов преобразования в осад. толще захороненного орг. вещества. Состоит из углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов с примесью сернистых, азотистых и кислородных соединений. Свойства Н. весьма широко варьируют: уд. в от 0,75 до 0,96-0,97, обычно 0,80-0,90; содер. серы от 0,1 до 5%, иногда выше; содер. парафина от следов до 10% и выше; содер. асфальто-смолистых веществ от следов до 35% (граница между Н. и мальтами), обычно 5-10%, в сернистых Н. более, чем в малосернистых. По фракционному составу известны Н., состоящие в основном из бензино-керосиновых фракций и Н., лишенные бензина 20-30%. Углеводородный состав дистиллатной части Н. также колеблется в широких пределах – от практически почти чисто метанового до преобладающе циклического. Наибольшее распространение имеют легкие метановые и метаново-нафтеновые малосернистые Н. и относительно легкие сернистые Н. с содер. серы до 2 %. См. *Классификация нефтей.*

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ СЛОВАРЬ
(изд-во Недра. Москва, 1973г.)



В **позднем диагенезе** в результате процессов

- конденсации,
- дезаминирования,
- восстановления,
- циклизации и
- полимеризации образуются геополимеры (азотсодержащие и гуминовые комплексы).

Диагенез осадочного органического вещества завершается на глубине, для которой характерны снижение количества извлекаемых гумусовых кислот до минимального уровня и удаление большей части карбоксильных групп. Это явление фиксируется на границе перехода бурых углей в каменные при отражательной способности витренита, равной 0,5 %.

Таблица 2.1

Образование и преобразование каустобиолитов угольного ряда

Исходный продукт	Месторождения	Первичный продукт образования	Вторичный продукт преобразования	Продукты этапов преобразования	Продукты дальнейшего преобразования	Конечный продукт
Высшие растения, низшие организмы	Отложения торфяных болот Отложения озер и болот Отложения озер и морских водоемов	Торфы гумусовые Торфы гумусово-сапропелевые Сапропели пресноводные, морские	Бурые угли, гумусовые лигниты, гагаты Бурые угли, гумусо-сапропелитовые, полубогхеды Сапропелиты дизодил, богхеды, горючие сланцы	Различные по степени углефикации каменные угли*	Антрациты**	Графит
*Длиннопламенные угли (МК ₁) → газопыльные угли (МК ₂) → жирные (МК ₃) → коксовые ((МК ₄) → отощенно-спекающиеся (МК ₅) → тощие (АК ₁) → полуантрацит (АК ₂) → антрацит** (АК ₃).						

Соотношение палеотемператур и отражательной способности витринита (по И.И. Амосову, 1961)

Марка угля	ОС витринита, 10 R°	Палеотемпература, °C
Б	71	95
Д	72-77	100-130
Г	78-84	135-165
Ж	85-95	170-205
К-ОС	96-110	210-230
Т	До 115	230-250
ПА-А	Более 115	Более 250

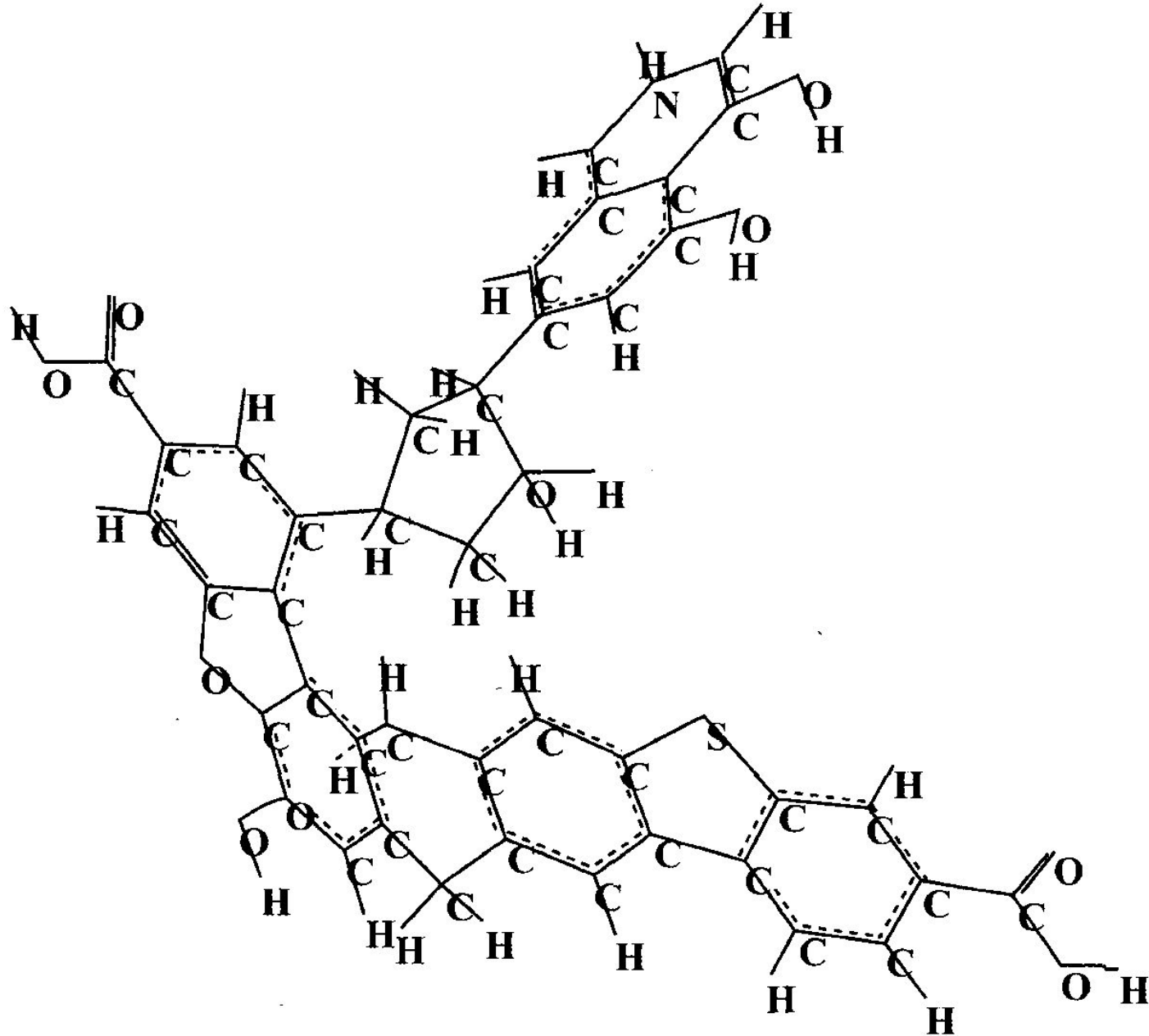


Рис. 2.3. Модель среднестатистической структурной единицы органической массы бурого угля Бородинского месторождения (М.А. Гюльмалиева, 2009)

Закономерности изменения содержания нормальных алканов в торфе и углях на разных стадиях углефикации

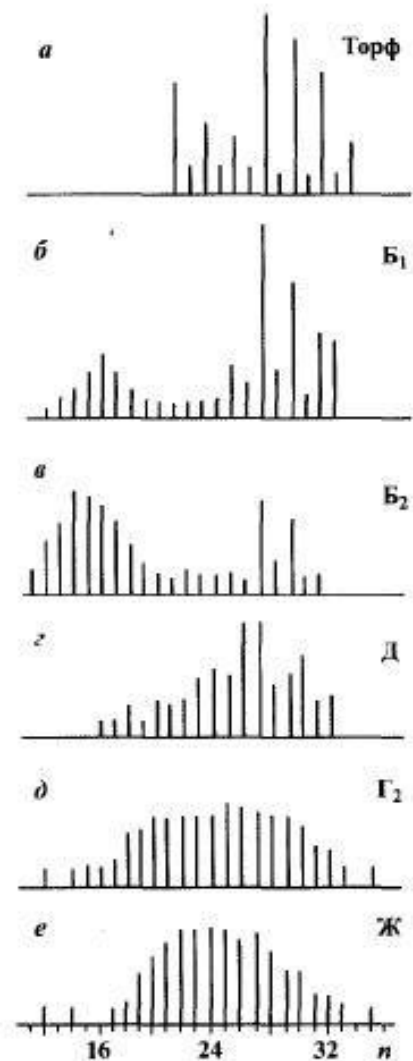


Рис. 2.7. Гистограммы распределения нормальных алканов в торфе и углях различных стадий углефикации (метаморфизма) (по Ал.А. Петрову, 1984): а – торф; б, в – бурые угли; г-е – каменные угли. На оси абсцисс указано число атомов углерода

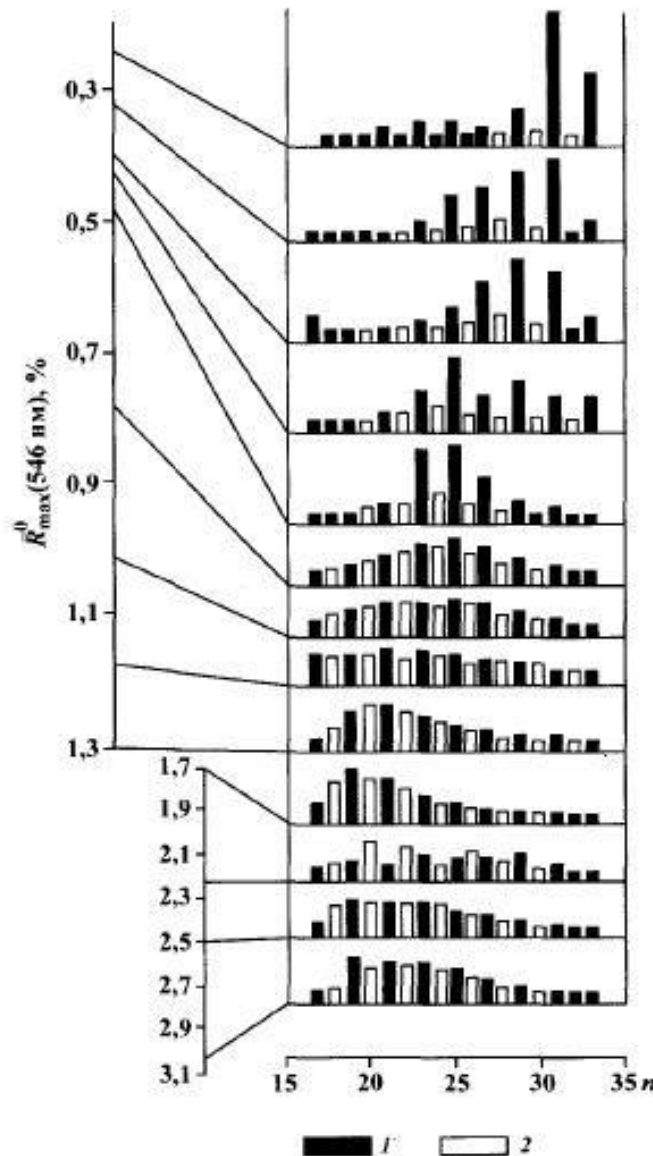
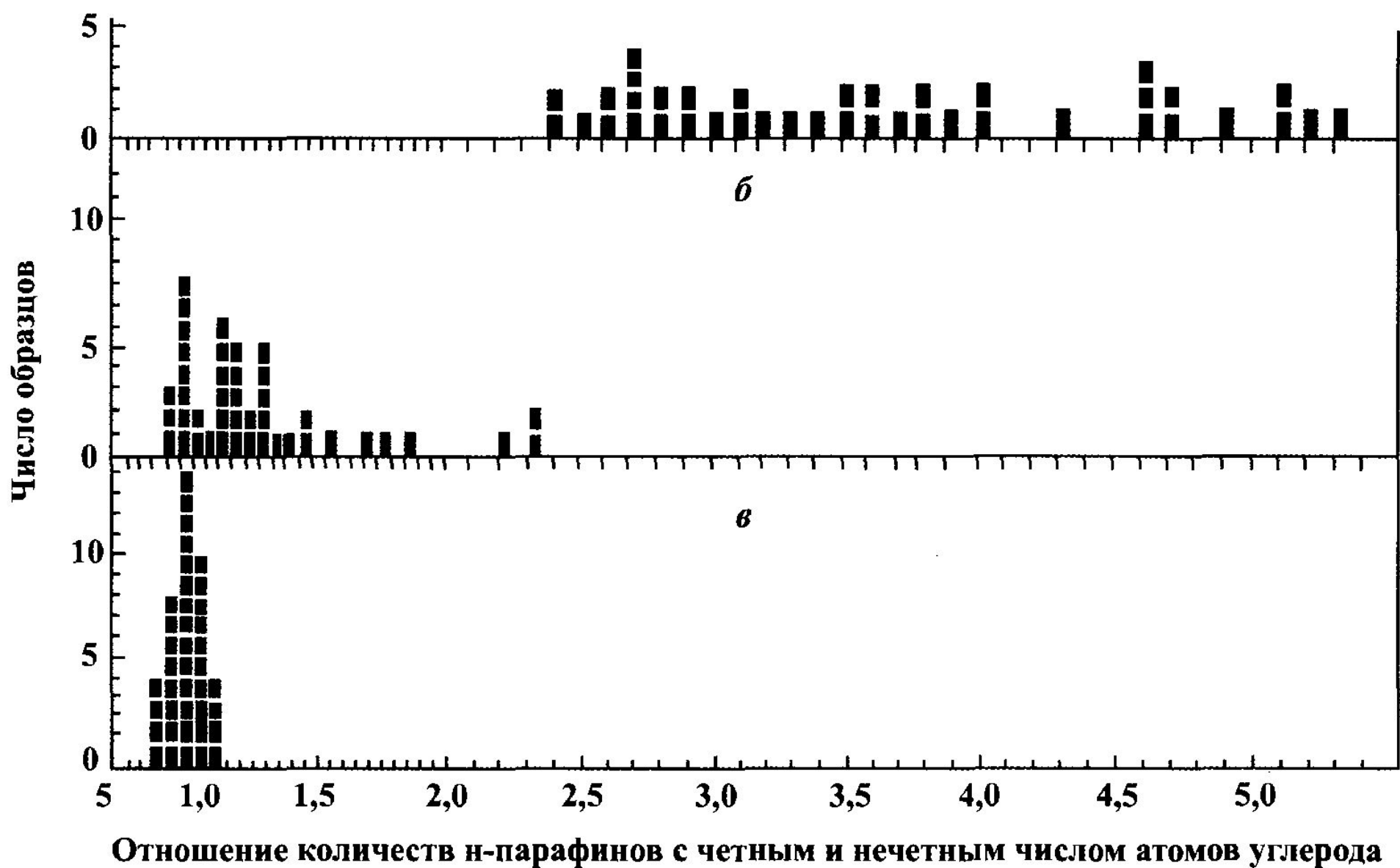
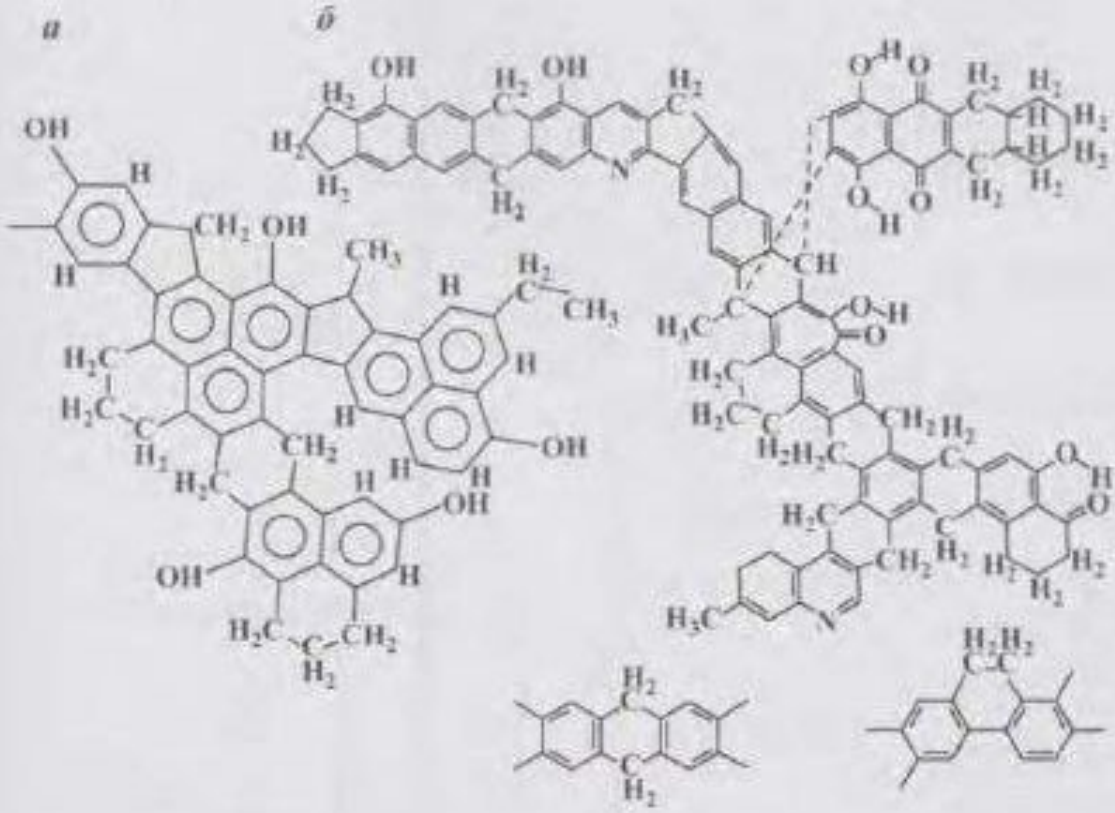


Рис. 2.8. Относительное распределение нормальных алканов в углях различных стадий углефикации и связь между составом алканов и величиной отражательной способности витринита (R_c) (по Ал. А. Петрову, 1984): 1 – нечетные алканы; 2 – четные алканы; n – число атомов углерода

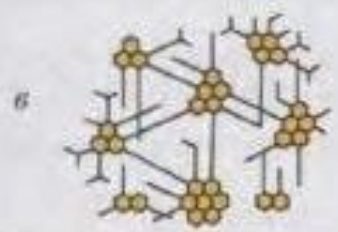


Отношение количеств n-парафинов с четным и нечетным числом атомов углерода

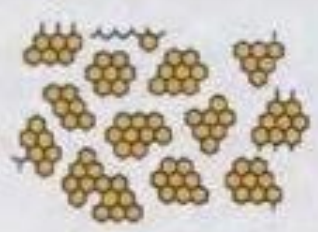
Рис. 3.23. Распределение алканов нормального строения с четным и нечетным числом атомов углерода в современных осадках (а), осадочных породах (б) и нефтях (в) (Э. Брей и Э. Эванс, 1962)



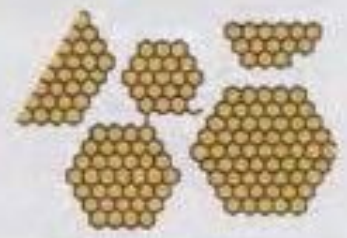
Общий характер химической структуры углей (Б. Тиссо и Д. Вельте



Уголь с высоким выходом летучих (до 35%)



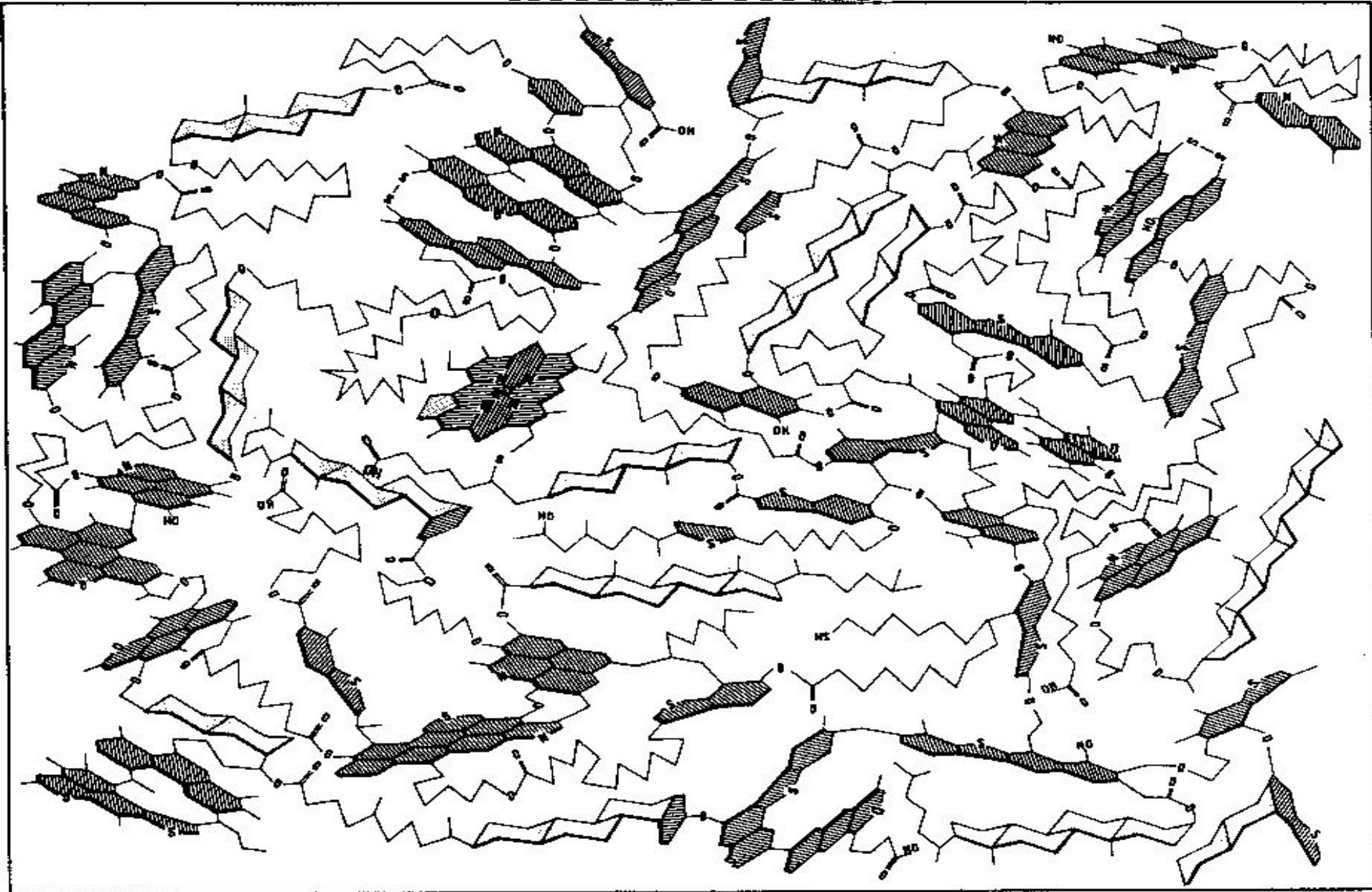
Каменный уголь со средним выходом летучих (до 22%)

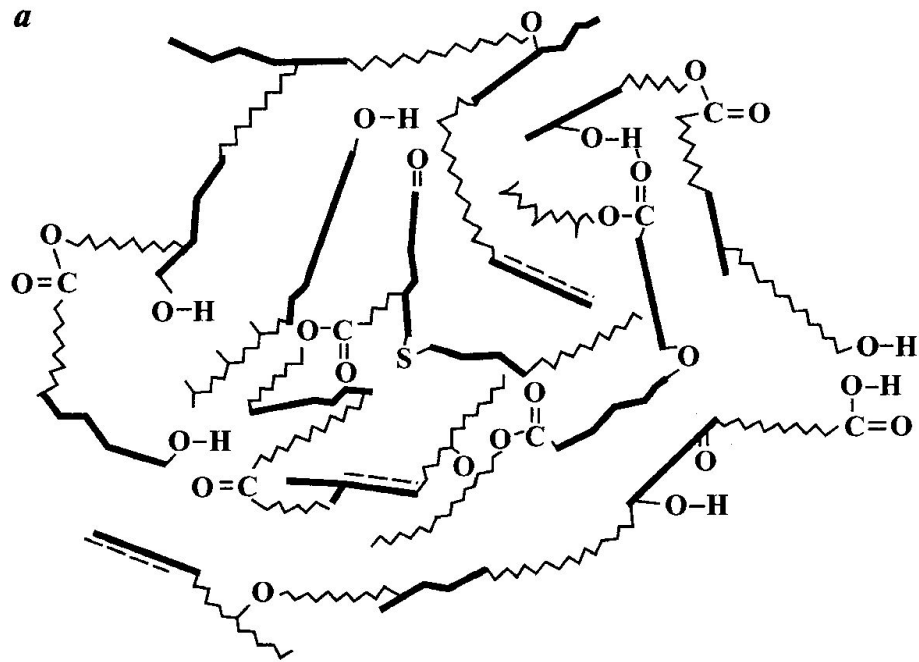


Антрацит (до 5% летучих)

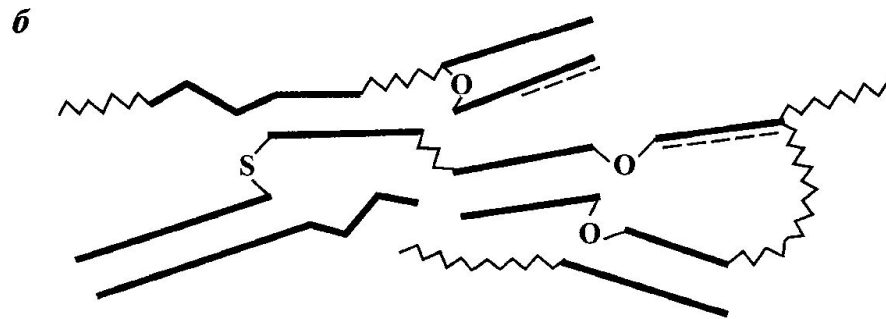


Молекулярная структура керогена





Слабый уровень трансформации

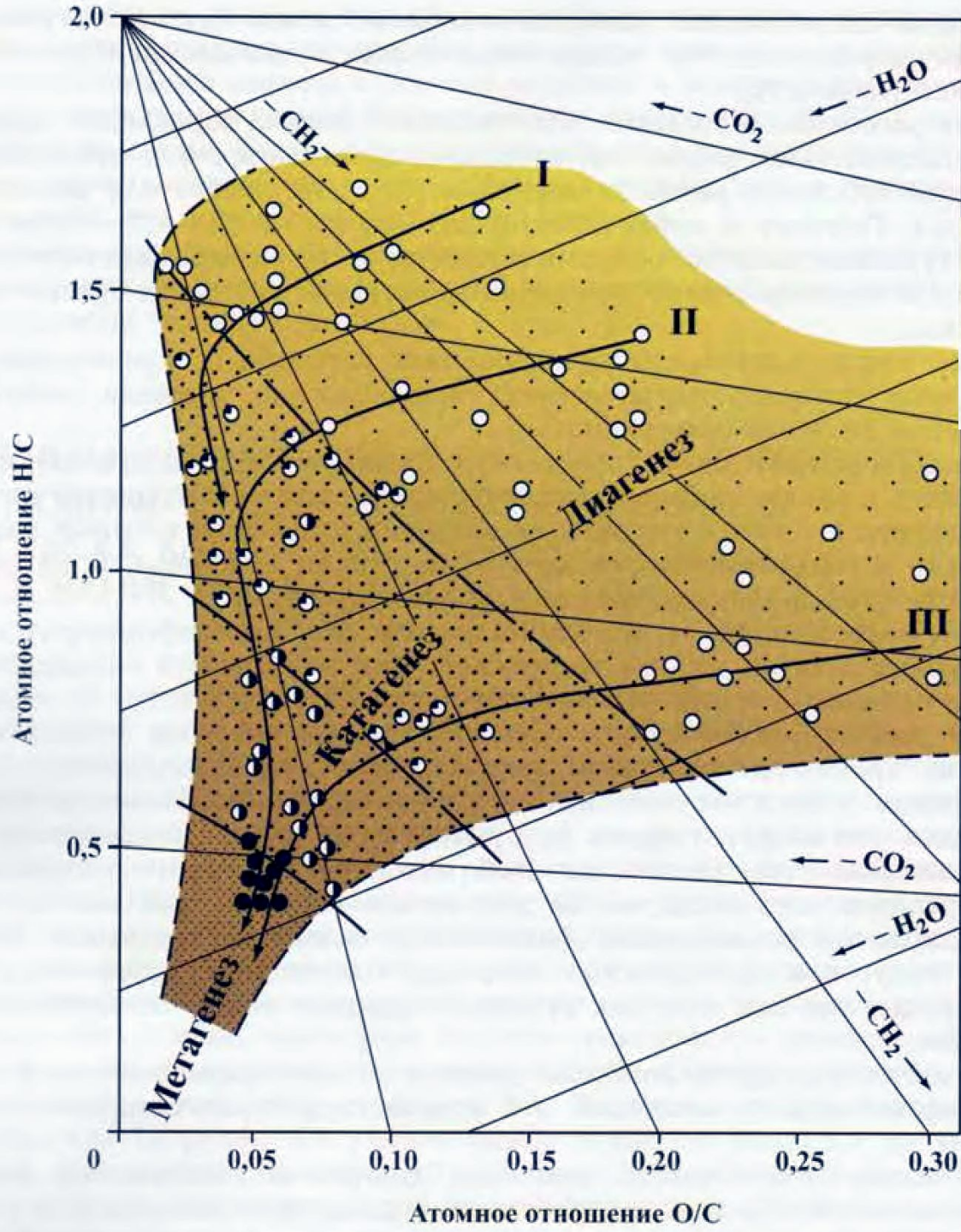


Высокий уровень трансформации



Рис. 3.29. Схематическая молекулярная структура керогена (Б. Тиссо и Дж. Эспитале, 1975):
a – незрелый кероген, находящийся на низкой стадии преобразования; *b* – тот же кероген,
 после завершения катагенеза, высокая стадия преобразования; 1 – ароматические циклы; 2 –
 насыщенные циклы; 3 – гетероциклы; 4 – алифатические цепи

Диаграмма Ван Д. Кревелена



Отражательная способность витринита



Характеристика различных типов керогена (по Б. Тиссо, Д. Вельте, 1981)

Тип керогена	Характерные признаки	Образование	Примечание
I	<p>Высокое содержание водорода и низкое углерода (начальное атомное отношение $H/C_{ат}$ высокое – более 1,5. Кислород находится главным образом в сложноэфирных связях. В керогене преобладают алифатические структуры. Содержание полиароматических ядер и гетерогенных связей не велико</p>	<p>Сформировался в основном за счет водорослевых и микробных липидов</p>	<p>Характерен для некоторых типов горючих сланцев: тасманитов, торбантитов, купгонитов, горючих сланцев «Грин Ривер». Встречается довольно редко. Генерирует преимущественно жидкие углеводороды</p>
II	<p>Содержание водорода достаточно высокое, но меньше, чем в I типе, а кислорода – более высокое. В составе полиароматические ядра, гетероатомные группы кетонов, карбоксильные группы кислот и сложноэфирные связи. В гетероциклах обычно присутствует сера.</p>	<p>Формируется в результате отложения и накопления морских организмов: фито- и зоопланктона, бактерий с участием привнесенного в бассейн седиментации ОВ высших растений</p>	<p>Основная масса керогена в шлифах определяется как микстинит с примесью альгинита и витринита. Петрографический тип – лейптинит. Является источником углеводородов для большого числа нефтяных месторождений, в том числе и гигантских. Генерирует жидкие и газообразные углеводороды</p>
III	<p>Содержание водорода незначительное ($H/C_{ат} < 1$, $O/C_{ат} = 0,2-0,3$). В составе преимущественно конденсированные полиароматические ядра и кислородсодержащие функциональные группы при отсутствии сложноэфирных группировок. Характерны алифатические цепочки, унаследованные от восков высших растений</p>	<p>Образовался в основном из растительных остатков</p>	<p>Характерен для континентальных окраин и дельтовых толщ. Генерирует преимущественно газообразные углеводороды</p>

Таблица 3.14

Характеристика четырех типов керогена (по Мак Кирдли)

Тип керогена	Характеристика
I	Обогащен водородом. В продуктах генерации преобладают н-алканы, ароматических соединений очень мало. Мацеральный эквивалент – альганит
II	Смесь обогащенного липидами сапропелевого и гумусового органического вещества. Отношение $H/C_{ат}$ изменяется от 0,75 до 1,29. Пристан преобладает над фитаном. Содержание н-алканов и длина их цепей меньше, чем в керогене I типа
III	Является гетерополиконденсатом водорослевых гуминовых веществ. По элементному составу сходен с витринитом ($H/C_{ат} = 8,3-0,54$)
IV	Обеднен водородом. По составу близок к фюзиниту ($H/C_{ат} = 0,54-0,28$)

Структура разных типов керогена

I тип - кероген альгинитовый

C1CC2C(C1)OC3CC(C2)C(C3)C(C)C

50 мкм 40 мкм 40 мкм 40 мкм Жидкие УВ

II тип - кероген лигнитинитовый

C1CC2C(C1)OC3C(C2)C(C3)C(C)C

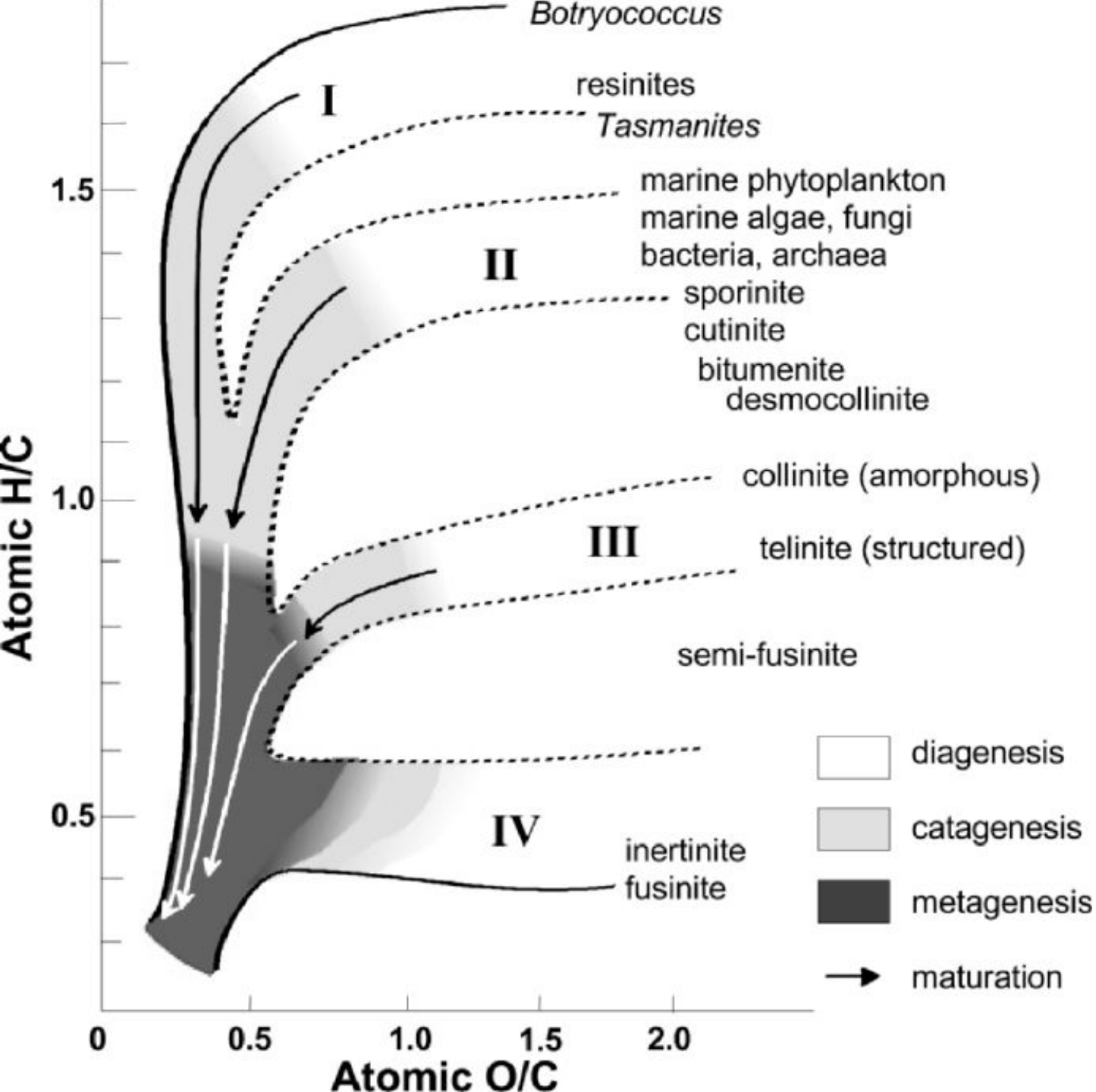
100 мкм 100 мкм 100 мкм Жидкие и газообразные УВ

III тип - кероген лигнито-гумитовый

C1CC2C(C1)OC3C(C2)C(C3)C(C)C

50 мкм 100 мкм 50 мкм Газообразные УВ

КЕРОГЕН



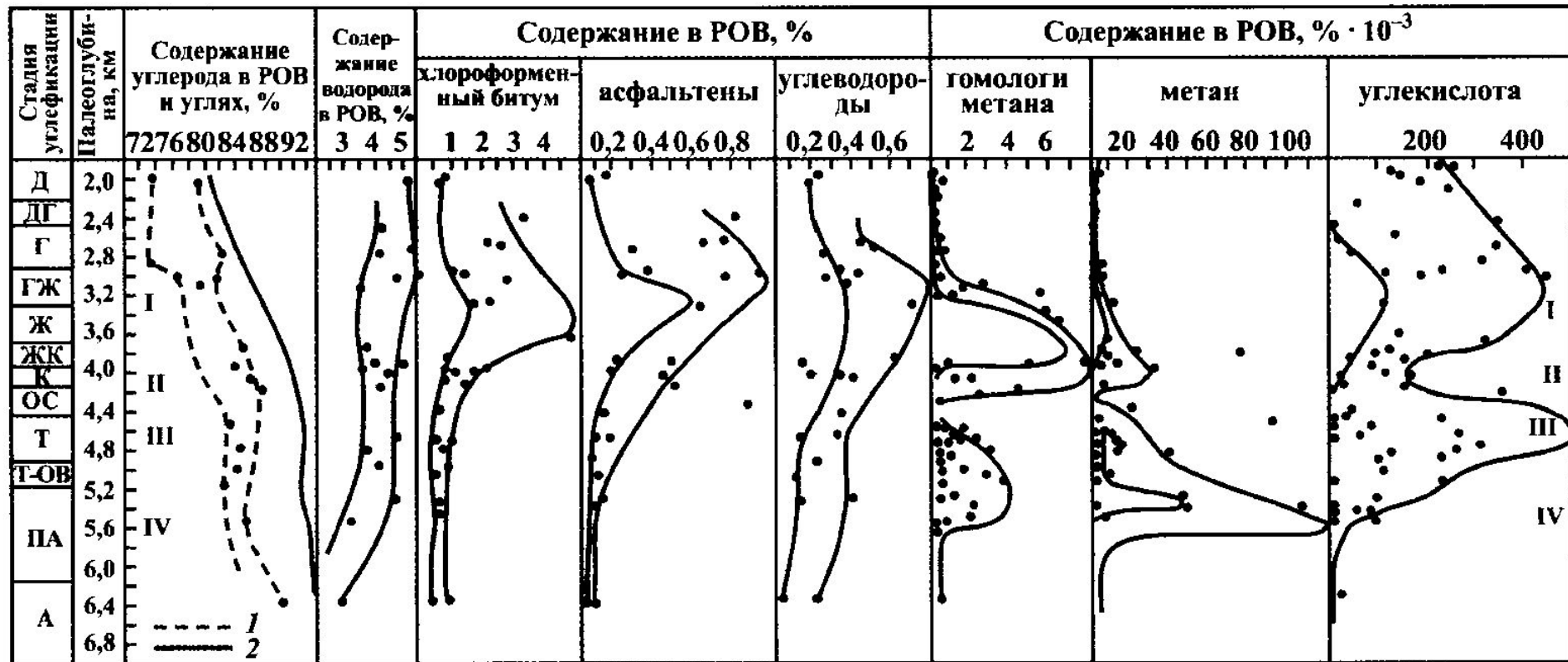
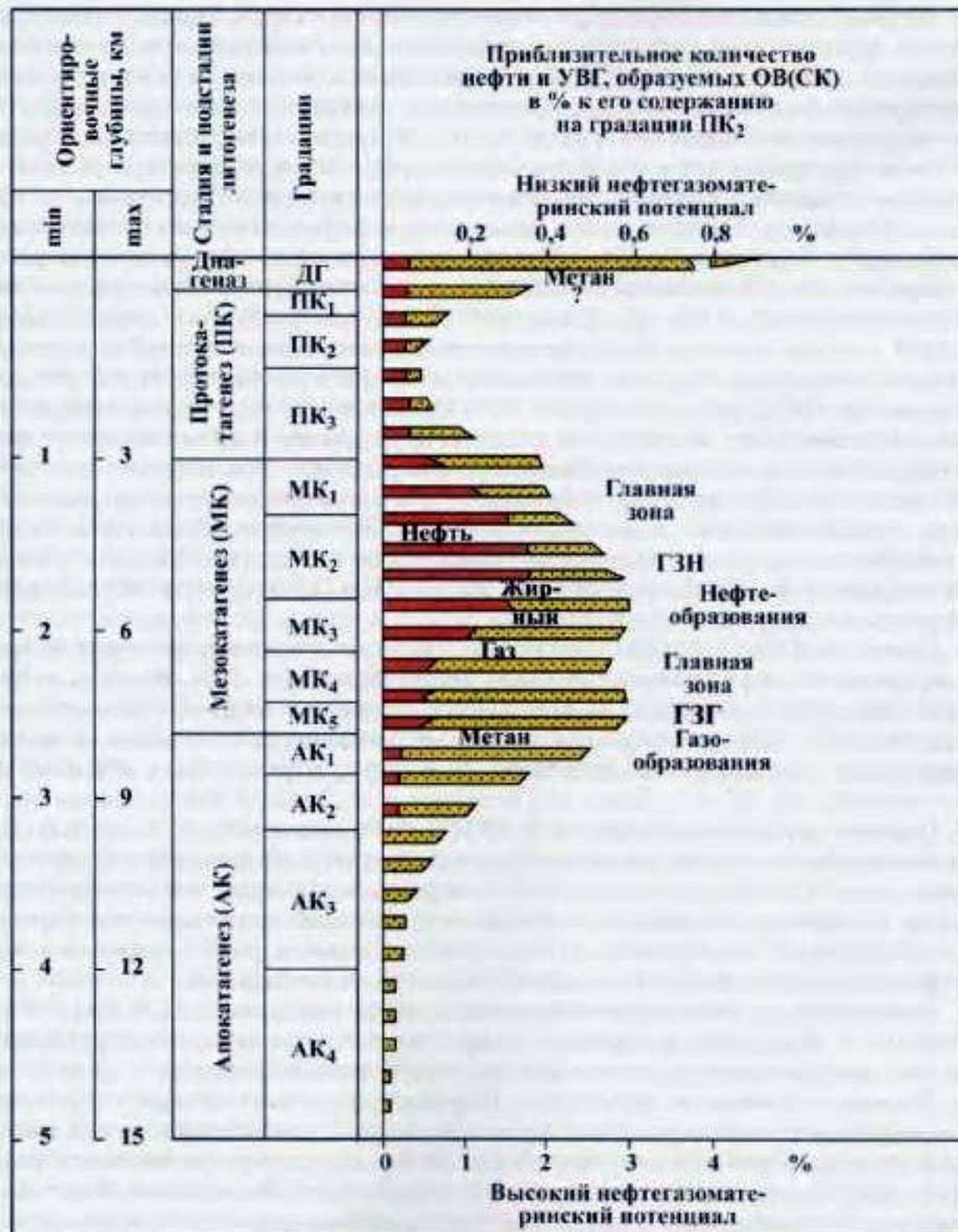


Рис. 3.34. Изменение характера распределения компонентов рассеянного органического вещества глинистых пород среднего карбона (Донбасс) в процессе катагенеза (С.Г. Неручев, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин, 1976):

1 – рассеянное органическое вещество; 2 – угли I–IV – уровни, отвечающие переломным моментам изменений в составе рассеянного органического вещества. Для удобства восприятия этой схемы, объяснения мы свели в табл. 3.22

Стадии катагенеза РОВ относительно глубины залегания (по Н.Б. Вассоевичу)



Три стадии нефтегазообразования:

- 1) *подготовительная* (диагенез и ранний катагенез);
- 2) *главная*, отвечающая начальному этапу среднего катагенеза;
- 3) *затухающая*, соответствующая позднему этапу катагенеза и позднему катагенезу.

Главная фаза нефтеобразования (ГФН), соответствующая среднему катагенезу, осуществляется на глубине от 1 до 3,5 км при температуре от 60 до 130 °С. На этих глубинах образуются высококипящие углеводороды (температура свыше 325 °С), появляются низкокипящие (ниже 325 °С) жидкие углеводороды C_6 — C_{13} в битумоидной фракции органического вещества. ГФН завершается при исчерпании ресурсов нефтеобразующих компонентов органического вещества.

На стадии позднего катагенеза (температура 160-170 °С) процессы нефтеобразова затухают, а усиливаются процессы образования газа метана. На последнем этапе позднего катагенеза прекращается и выделение метана.

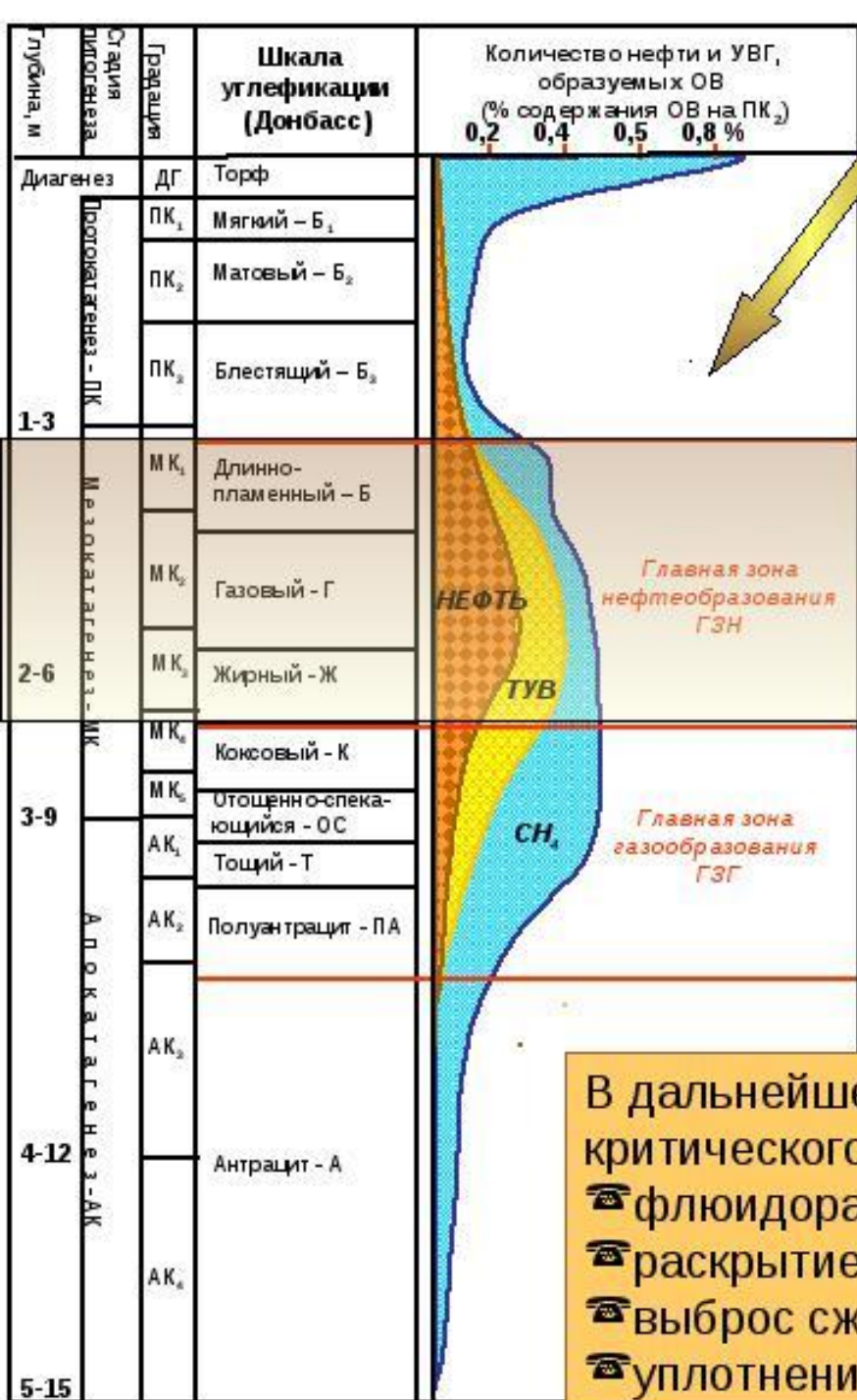


1 фаза - газогенерирующая
(отвечает диагенезу и протокатагенезу – градации Д-ПК, степени преобразования ОВ от торфов до мягких, матовых и блестящих углей).

Трансформация ОВ в диагенезе происходит с большой потерей первоначальной массы и сопровождается генерацией газов биохимического происхождения: CH₄, CO₂, N₂, микрокомпонентами являются H₂, CO₂, NH₃, H₂O, N₂O, органические вещества. В морских субаквальных обстановках – еще и H₃ и H₂S.

Из УВ образуется преимущественно метан (гомологи метана либо отсутствуют, либо фиксируются в незначительных концентрациях) в количестве до 5 % от общей массы ОВ. Он имеет характерный легкий изотопный состав: $\delta^{13}C$ от -50 до -90 ‰.

Для нефтеобразования эта фаза является **подготовительной, фазой еще не созревшей микронепти**



2 фаза – главная фаза нефтегазогенерирующая – главная фаза нефтеобразования (зона среднего катагенеза, отвечает этапам длиннопламенных, газовых и жирных углей градации МК₁-МК₃).

Образование газообразных и жидких продуктов из твердого керогена происходит со значительным увеличением объема вещества (в 2-3 раза в пластовых условиях и в сотни раз – в нормальных). Это приводит в зонах интенсивного нефтегазообразования к временному:

- ☞ разуплотнению пород,
- ☞ повышению пористости,
- ☞ возникновению АД – до 100-200 атм выше нормального гидростатического.

В дальнейшем при превышении давления выше критического происходят:

- ☞ флюидоразрыв пород,
- ☞ раскрытие системы трещин,
- ☞ выброс сжатых флюидов
- ☞ уплотнение пород до нормального уровня [2].