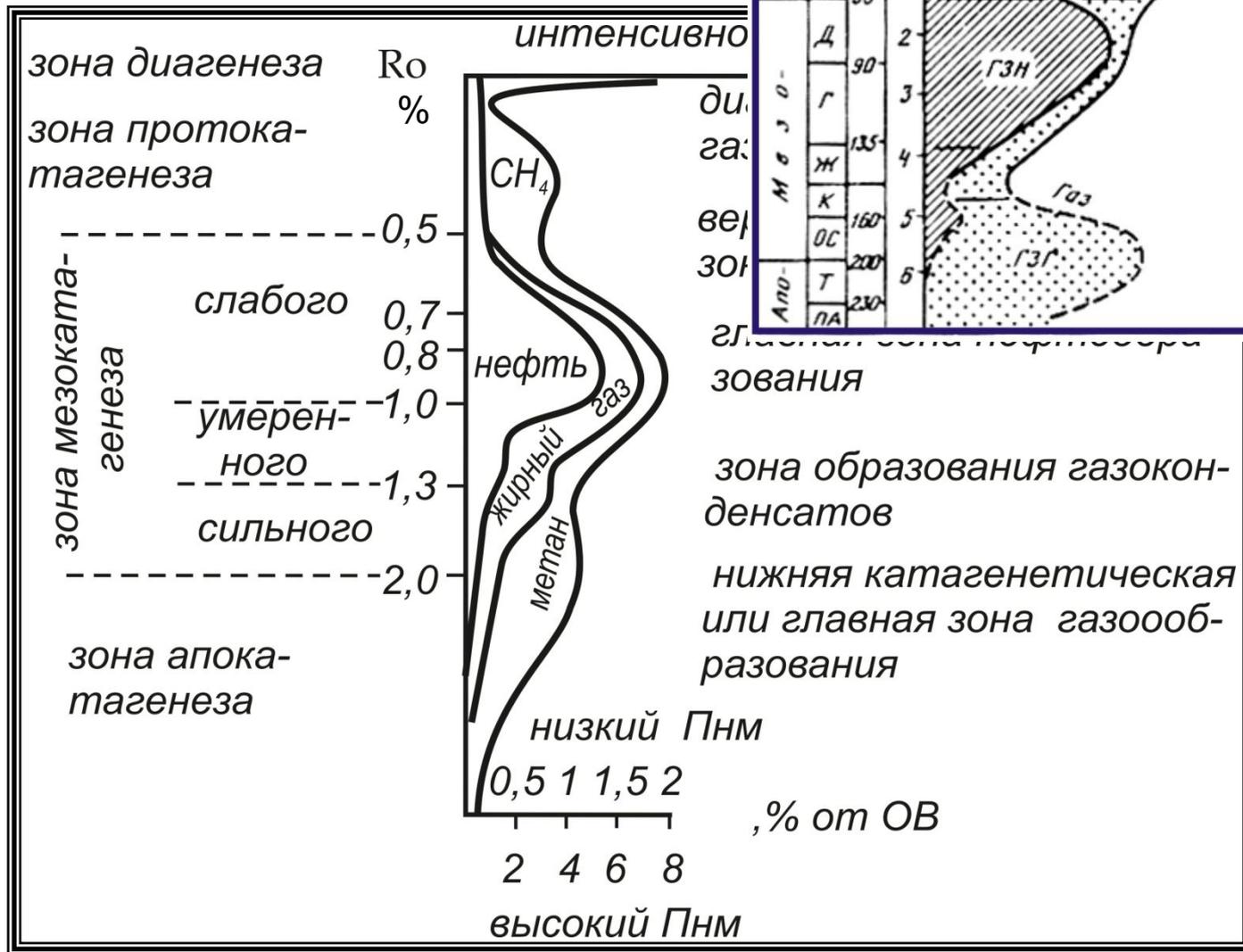
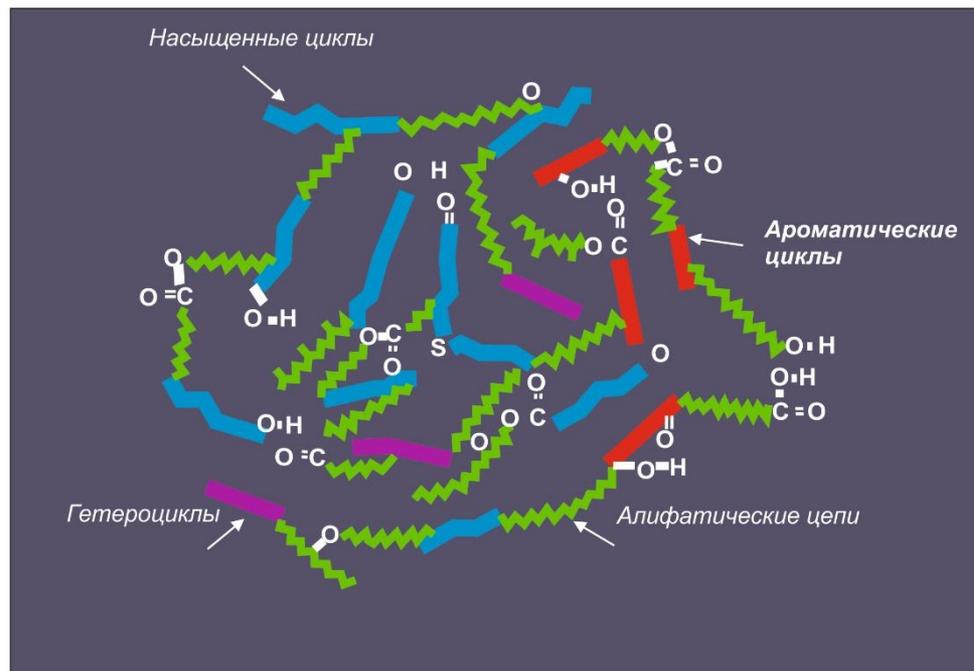


# Схема вертикальной зональности

(Н.Б.Вассоевич,



## СТРУКТУРА КЕРОГЕНА ТИПА II НА РАННЕЙ СТАДИИ ТРАНСФОРМАЦИИ (схема расположение молекул, Тиссо, Вельте, 1980 )



Аморфный кероген - трехмерная макромолекула, состоящая из ядер, связанных мостиками. Они несут в себе функциональные группы.

*Ядра* - пакеты, состоящие из 2-4 ароматических слоев, каждый из которых содержит ароматические кольца, включая гетероциклы, нафтеновые кольца и различные функциональные группы.

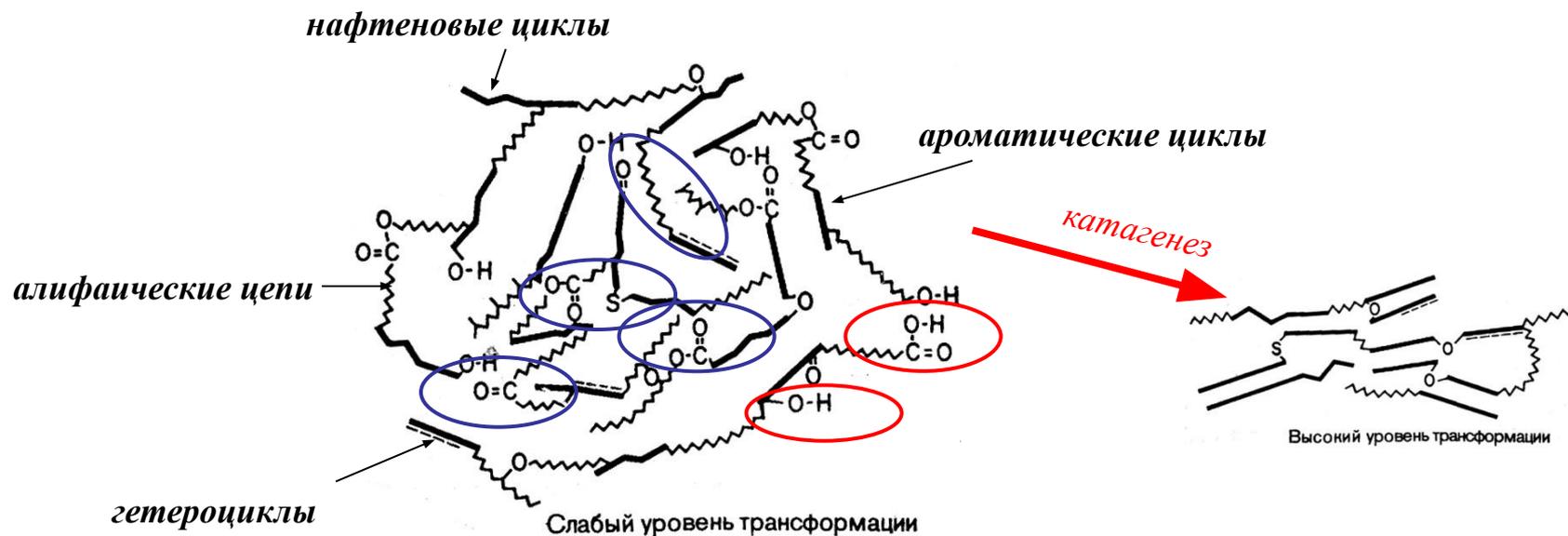
*Мостики* - алифатические цепи  $-(CH_2)_n-$ , кислородные (кетонная  $\begin{array}{c} \text{C}=\text{O} \\ | \\ \text{O} \end{array}$ , сложноэфирная  $\begin{array}{c} \text{C}-\text{O}- \\ || \\ \text{O} \end{array}$ ,

эфирная  $-\text{O}-$ , сульфидные  $-\text{S}-$ , дисульфидная  $-\text{S}-\text{S}-$  связи, комбинация алифатических цепей и функциональных групп

*Функциональные группы* - периферийные ф.г. - замещают атом Н в ядрах и боковых цепях (гидроксилы, карбоксилы, метоксилы)

Кероген служит молекулярным ситом, на котором задерживаются УВ. Их можно выделить из керогена, после его кислотной обработки экстракцией органическими растворителями.

# ТРАНСФОРМАЦИЯ КЕРОГЕНА В КАТАГЕНЕЗЕ



1. Отрыв периферийных групп (карбоксильные, гидроксильные, метоксильные и т.д.)
2. Разрыв мостиковых связей (сложноэфирные, эфирные, сульфидные, алифатические цепи и т.д.)
3. Ароматизация и конденсационное уплотнение остаточной части ОВ. По данным рентгеноструктурного анализа межслоевое расстояние между ароматическими слоями уменьшается от 3,4-7Å до 3,4-4Å и возрастает ориентировка слоев.

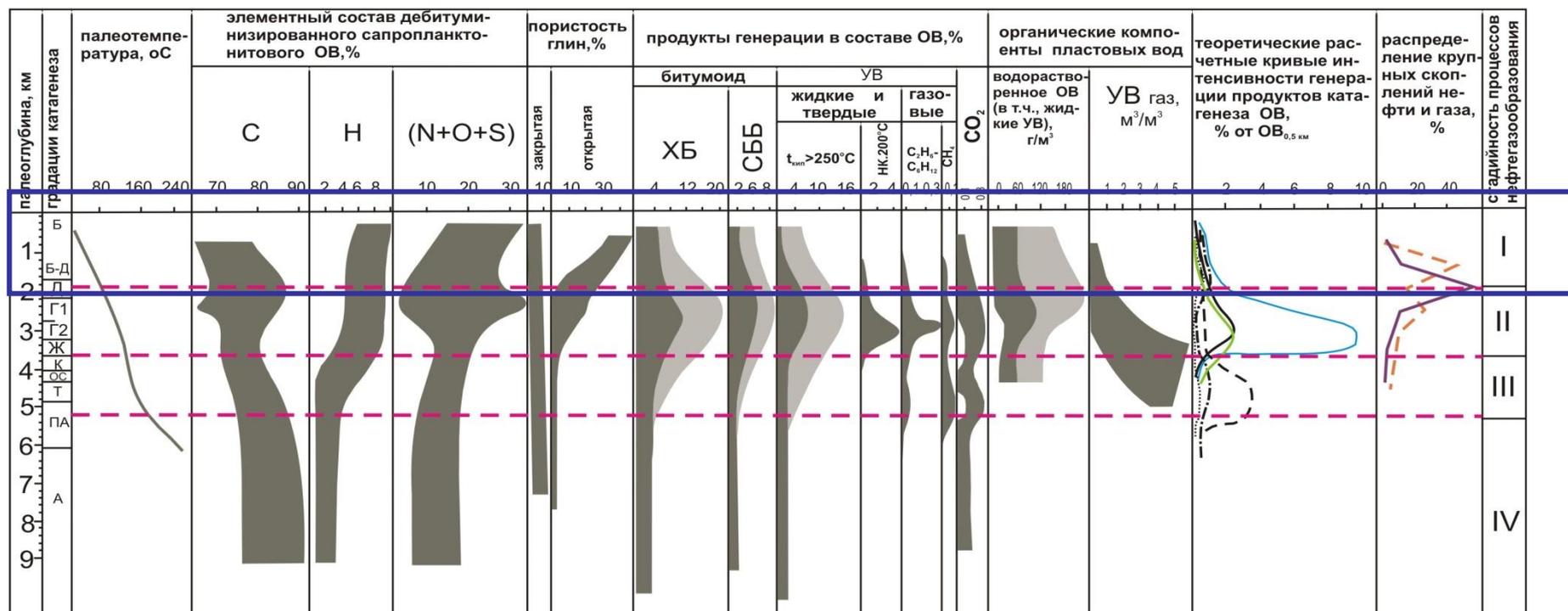
# I этап – потенциально нефтематеринские породы.

Градация катагенеза ПК - ПК-МК<sub>1</sub>, температура до 80-90°C, глубина ~ до 2 км.

ОВ к концу этапа приобретает черты геополимера, оно близко по составу к ОВ зоны диагенеза. Кероген незрелый и содержит мало битумоидов и УВ – их содержание не отражается на общем составе керогена.

## Стадии преобразования РОВ и генерация УВ

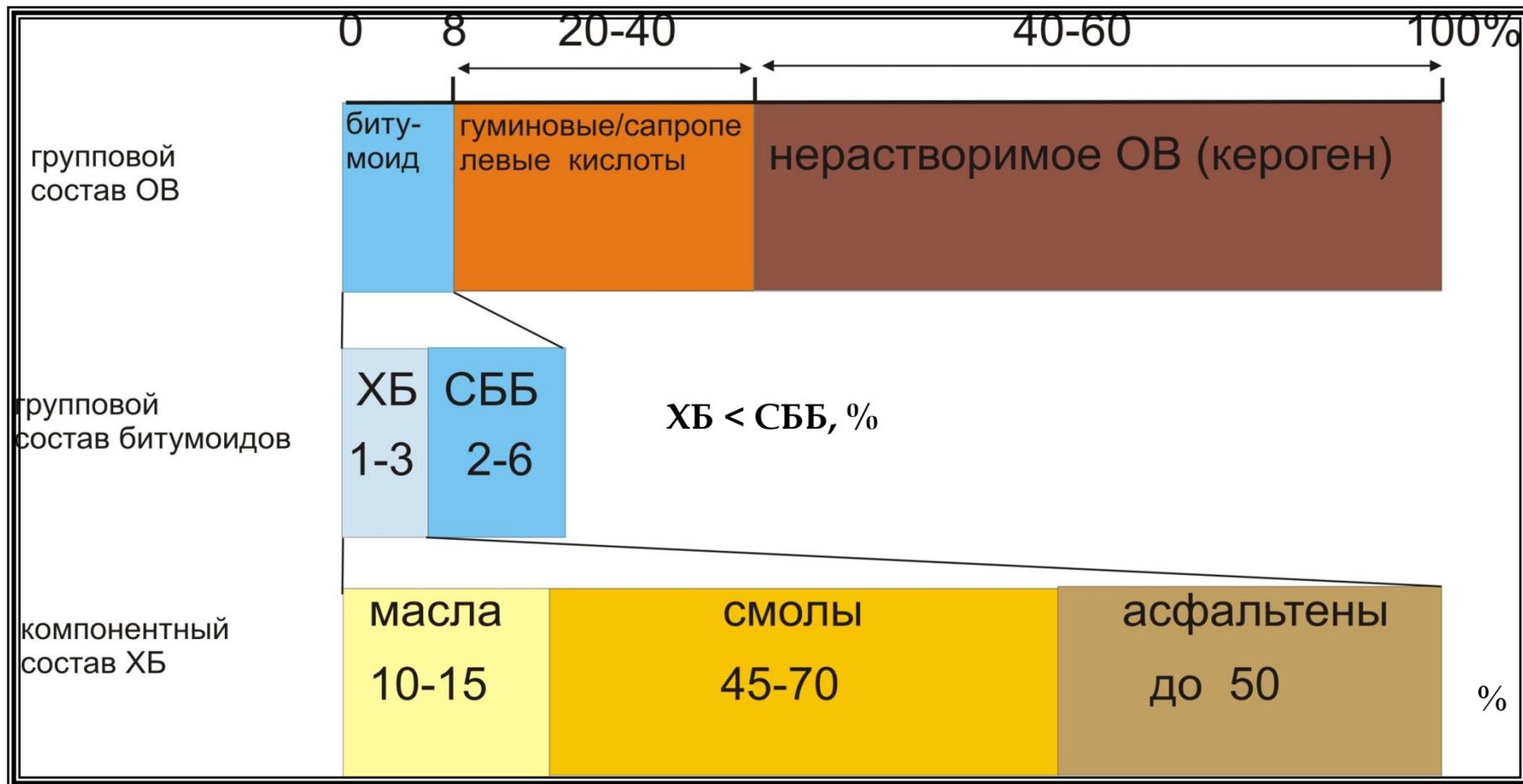
(Неручев, Трофимук и др., 1976)



- битумоид в целом
- нефтяные УВ
- - - газопыльные УВ
- · - · - CO<sub>2</sub>
- H<sub>2</sub>S
- эмиграция нефтяных УВ

## Состав ОВ

Первая особенность ОВ этой стадии – *кислый состав независимо от типа ОВ*

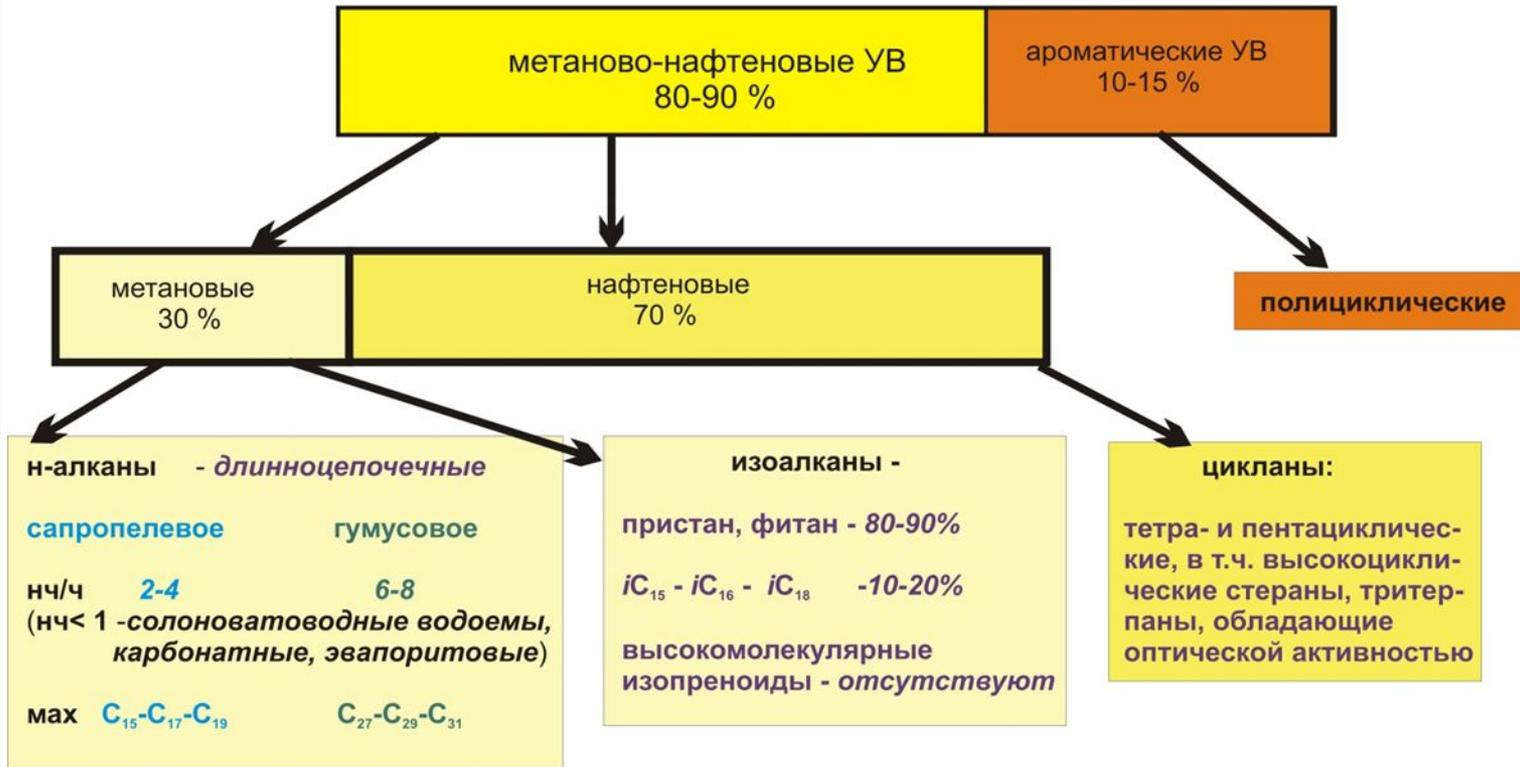


**Вторая особенность: различия в составе ОВ разных типов,  
стирающиеся в процессе катагенеза**

Параметры		сапропелевое	гумусовое
%	C	74	76
	H	7,5 (6-10)	5,2
	O	11	16
	O <sub>соон-</sub>	3	1,4
	S	5,7	1,5
H/C <sub>ат</sub>		1,21	0,82
$\beta^{XB} = (XB/C_{орг}) * 100, \%$		2,5	1,3
$\mu_3 = [(XB_{пор} * UV^{XB}) / C_{орг}] * 100, \%$		0,9	0,3
Метановые УВ, мах		C <sub>23</sub> -C <sub>27</sub>	C <sub>27</sub> -C <sub>31</sub>
Ароматические УВ (пирен, бензпирен, перилен)		отсутствуют	есть
смолы/асфальтены		4-6	1-1,5
генетический потенциал HI=(S2/C <sub>орг</sub> )*100, кг УВ/т Сорг		I > 600-700 II > 200-300	II < 200-300

# Состав углеводородов

высококипящие УВ  $C_{15+}$  ( $T_{кип} > 250^{\circ}C$ )  
низкокипящие УВ  $C_{5+}$  ( $T_{кип} > 125^{\circ}C$ ) отсутствуют/0,7 % в ОБ  
групповой состав био-УВ  $C_7H_{16} - C_{62}H_{126}$



Содержание УВ в ОБ конца стадии диагенезе-протокатагенеза:  
сапропелевое 0,6-1,2% гумусовое 0,2-0,5%

- Основные процессы в диагенезе и протокатагенезе – **диспропорционирование H, дегидратация, декарбонилирование** - не затрагивают структуру керогена.
- Трансформация ОВ касается периферийных функциональных групп, в основном, кислородсодержащих.

К концу этого этапа происходит

В НОВ возрастает содержание С- от **64-76%** до **68-87%** и снижается – гетероэлементов – от **16-33%** до **4-20%**

снижению в с О/Сат (до 0,3);

разрыв гетеро групп приводит к выделению кислорода ( в виде

в состав УВ-не синтезированны образванные твердых УВ со принимают участие в образовании

выделение большого количества в, остальное – гомологи метана, H2

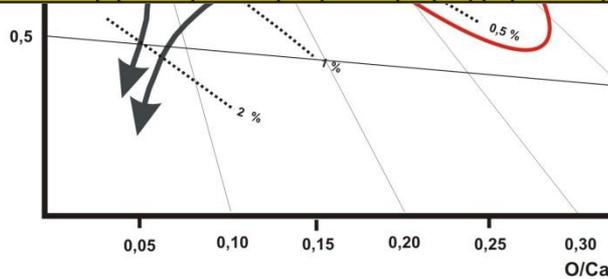
Первично-миграционные процессы жидкими УВ, но в них достаточно образовать залежи



о 0,8) и

БЫХ обменно нефтей;

же



2 - до 70-80%, CH4 - до 4%

ды недонасыщены которые могут

**Количество УВ и растворимых асфальтовых соединений в тонкозернистых осадочных породах (неколлекторах) земной коры (Хант, 1982)**

Фации зрелости ОВ		Незрелое ОВ	Зрелое ОВ	Метаморфизованное ОВ		
Стадии преобразования ОВ Диапазон температур, оС		Диagenез 0-50	Катагенез 50-200	Метаморфизм >200		
Углеводороды:		Масса углерода, 10 <sup>18</sup> г			сумма	
		C <sub>1</sub>	газ	2	20	3
C <sub>2</sub> +C <sub>3</sub>		0,001	2	0	2	
C <sub>4</sub> -C <sub>14</sub>	бензин, керосин, легкий газойль	1	37	0	38	
C <sub>15</sub> -C <sub>40</sub>	газойль- смазочные масла	20	179	1	200	
>C <sub>40</sub> -асфальтовые (не УВ) соединения		110	164	1	275	
сумма газ + жидкие УВ + асфальтовые соединения, %		133 7+9+40	402 32+91+60	5	540 11+следы жидких УВ и асфальтовых соединений	

▶ На I этапе расход ОВ на образование летучих продуктов (УВ и неУВ продуктов) достигает 18% от исходной массы

## Продукты преобразования ОВ первого этапа

**«Незрелые» нефти** – тяжелые, обогащены смолисто-асфальтеновыми компонентами, содержат много серы.

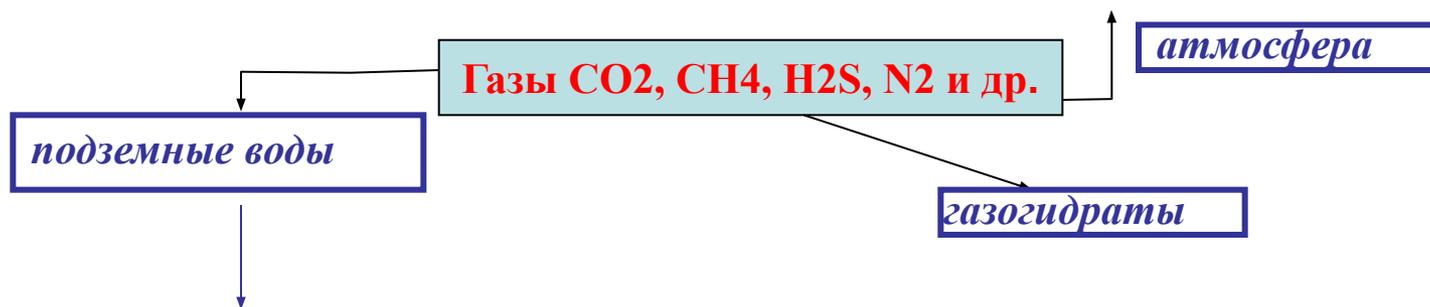
*Образованные бактериально-фитогенным ОВ, в кремнистых осадках глубоководных морских бассейнов*

*небольшие месторождения в биогенных силицитах Камчатки, Сахалина (месторождение Окружное) Калифорния (свита Монтерей),*

*Образованные мацералами группы экзинита (споринит, резинит и др.) в континентальных гиперсоленых озерах*

*Месторождения нефти в Восточном Китае*

Основной продукт этого этапа – **газы**. Особенность биохимических газов – легкий изотопный состав  $\delta^{13}\text{C} = -85-88 \text{ ‰}$  (до  $-100 \text{ ‰}$ )



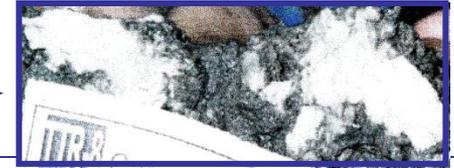
*Современное газообразование - озеро Киву (Центральная Африка) – глубоководный котловинный бассейн с застойными водами и растворенным газом. Состав газа:  $\text{CO}_2$  -75%,  $\text{CH}_4$  -24% (57 млрд.м<sup>3</sup>),  $\text{N}_2$ , Ar -1%*

*Пластовые воды –плейстоценовые воды Японии:  $\text{CH}_4$  -90-97%,  $\text{CO}_2$  -1-8%,  $\text{N}_2$  -0,5-3%,  $\text{C}_2\text{H}_6 < 0,01\%$*

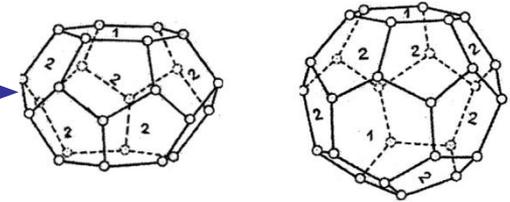
*Захороненные газы в меловых отложениях (глубина 300-310 м) в Канаде, Зап. Сибири, надсолевой плиоцено-тортонский комплекс Трансильванского бассейна (глубина 600-1200 м):  $\text{CH}_4$  -99%, N- 1%.*

## ГАЗОГИДРАТЫ (КЛАТРАТЫ)

Газогидраты – это твердые кристаллические вещества, внешне похожие на хлопья снега или рыхлый лед, плотностью  $0,88-0,9 \text{ г/см}^3$



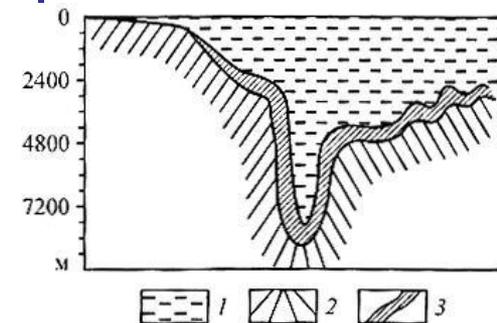
Кристаллическая решетка образована молекулами воды (46 и 136 молекул воды), полости которых заполнены газом, удерживаемым межмолекулярными силами Ван-дер-Ваальса



Размер молекулы газа не может превышать размер полости, в связи с чем важен состав газа – это  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$ . Бутан и более тяжелые УВ в силу больших размеров их молекул, гидратов не образуют. Внешний вид клатрата зависит от молекулярной массы – чем она меньше, тем более прямолинейна форма

Образование газогидратов может происходить во всех акваториях независимо от широты - для их образования необходимы **низкие температуры** ( в полярных морях  $T_0 = 0^\circ\text{C}$  у поверхности моря, в экваториальной – с глубины более 1 км) и **высокие давления**. В гидратообразовании принимает участие только пресная вода, поэтому остаточные воды обогащаются солями (**геохимическая аномалия**).

Газогидраты обладают аномально высокими упругими свойствами по сравнению с вмещающими породами (**геофизическая аномалия**). На этих признаках основано картирование гидратов.



## Классификация газогидратов

---

- **Седиментогенные и диагенетические** - образуются за счет биогенных газов. Прямой признак - прямая связь с концентрациями ОВ осадков. Они характерны для континентальных склонов и их подножий - суспензионные высокотурбулентные потоки, высоко водо- и газонасыщенные, обеспечивающие быстрое захоронение под толщей осадков, активное перемешивание реагирующих фаз, низкие температуры, высокие давления.

*Центрально-Американский желоб, подводный хребет Блейк.*

- **Фильтрогенные** – образуются за счет проникающих снизу газов, часто вследствие подводного грязевого вулканизма.

*Южная часть Каспийского моря.*

- **Криогенные** образуются в результате снижения температуры в уже существующих ко времени охлаждения залежи газа.

*Мессояхское месторождение Сибири.*

---

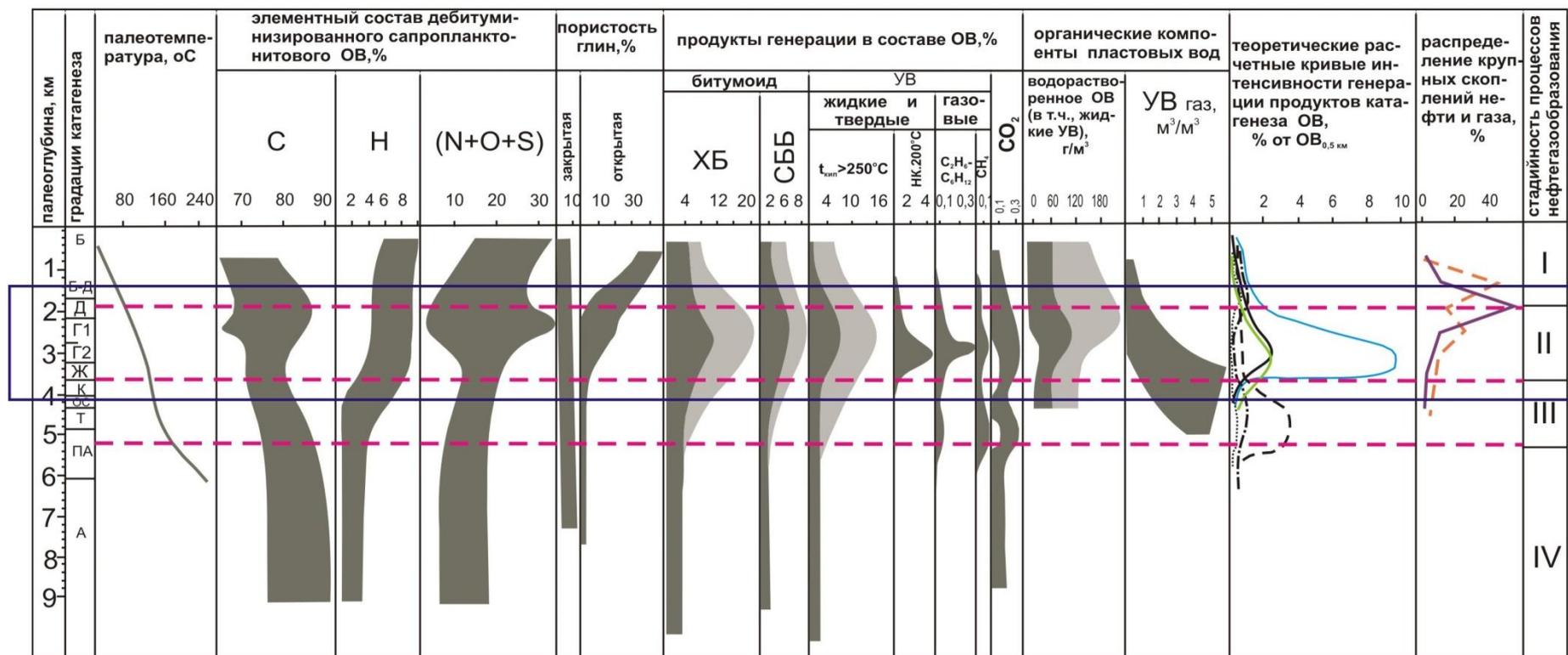


## II этап – производящие нефтематеринские породы.

Градации катагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>, температура до 160-180°C, глубина ~ до 3,5-3,7 км.

Принципиальная перестройка молекулярной структуры керогена с новообразованием преимущественно жидких УВ и их эмиграция.

*Этап, отвечающий интенсивному образованию жидких УВ и их десорбции, проявляющийся на градациях катагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>, назван Н.Б.Вассовичем главной фазой нефтеобразования, место ее проявления – главная зона нефтеобразования*



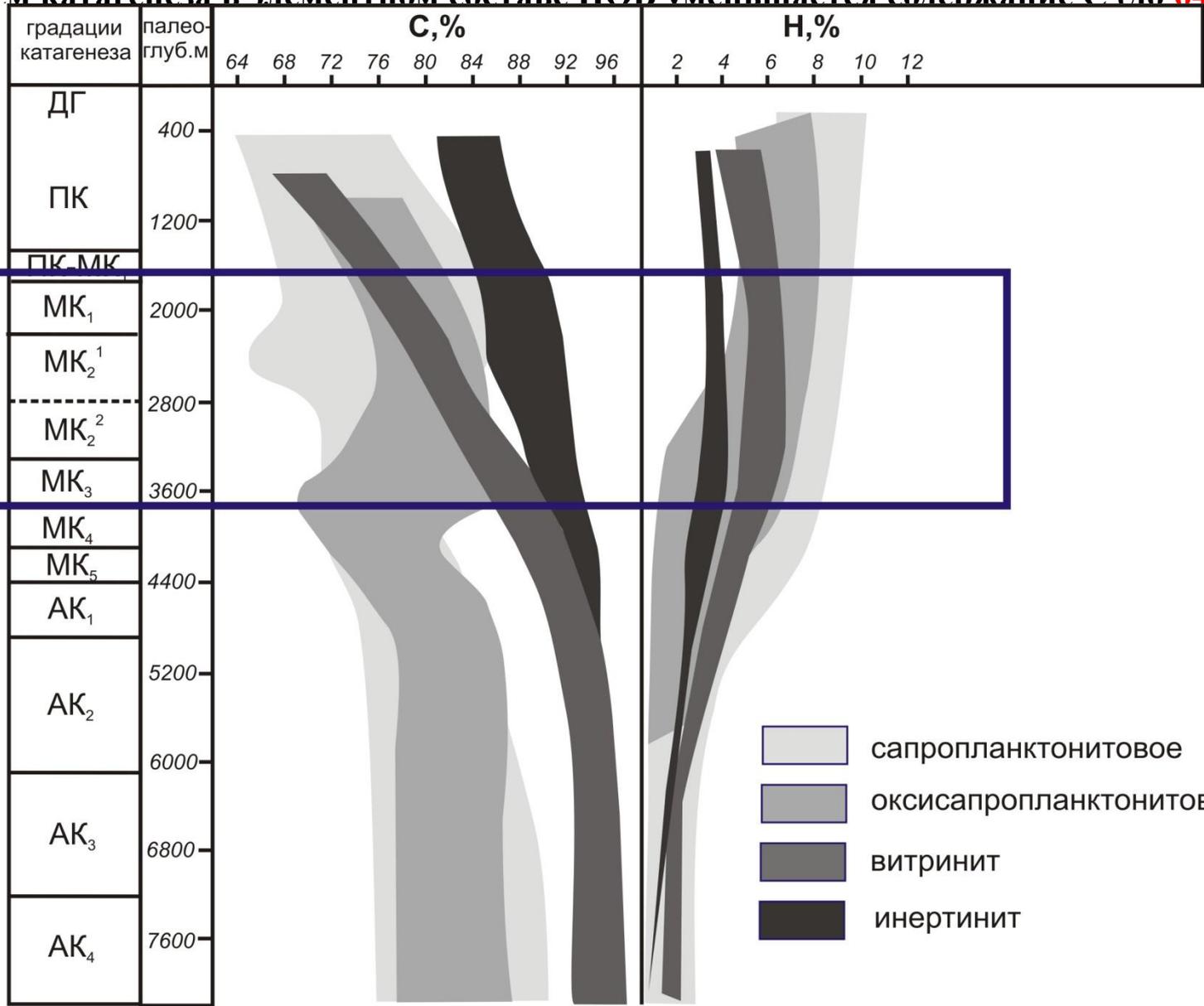
ГЗН соответствуют значения Ro=0,5-1,2%, LOM 7-14, Tmax пиролиза =430-465°C, интервал температур в пределах кровли ГЗН 50-100°C, 1,5-3,5 км, подошвы –150-210°C, глубина 3,1-8 км (в зависимости от геотермического режима).

# «Углеродный парадокс» (закономерность Неручева).

С усилением катагенеза в элементном составе НОВ уменьшается содержание С (до 64-80%) и Н (до 3-4%)

характере гетерогенности проявляются содержания Инверсия экзистентности Одновременность

Подобно липидно

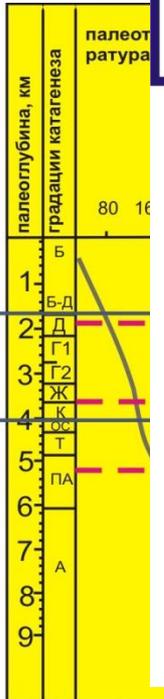


IX И

УВ.

I

- сапропланктонитовое
- оксисапропланктонитовое
- витринит
- инертинит



Идея о ГФН появилась еще в 40-х годах и В.А.Соколов назвал эту зону «гидрогенизационно-термокаталитической» (1948), считая, что весь комплекс УВ нефти и газа образуется на глубинах 2-6 км, где увеличивается скорость термокаталитических и гидрогенизационных процессов.

**Сущность ГФН** – начало новообразования УВ и пред-УВ (биогенных) наблюдается на ранних этапах катагенеза путем слабого термолиза. Процесс развивается медленно, но в начале среднего мезокатагенеза при достижении породами критической зоны (в термодинамическом отношении) в результате термолиза и термокатализа скачкообразно усиливается новообразование УВ, в том числе и низкомолекулярных, которые входят в состав бензиновой и керосиновой фракций.

Одновременно с усилением новообразования битумоидов в породах значительно увеличивается содержание **микроневфти**, широко развиваются процессы **десорбции** (отрыв от материнской органики и минеральных компонентов породы), и интенсивная **эмиграция УВ** или в растворенном виде в воде, или в сжатых газах. При этом микроневфть местами может выделяться в отдельную фазу, т.е. превращаться в собственно нефть, микропроявления которой улавливаются как аллохтонный (паравтохтонный) битумоид.

В зависимости от многих причин положение ГЗН в различных бассейнах может находиться на разных глубинах и при разных температурах, т.е. ее границы не строго фиксированы. **Главные из них - состав исходного ОВ (генетический тип), общее геотектоническое развитие региона, скорости прогибания, геотермический и флюидодинамический режим бассейна, литофациальное строение разреза (присутствие/отсутствие коллекторов) и др.**



## генерация

Изменение содержания битумоида и его состава отражают результирующее действие двух разнонаправленных процессов *генерации и первичной миграции*. Нарастание битумоидного коэффициента с максимумом генерации ( $b^{XB}$  до 15-20%,  $b^{СББ}$  до 7-8% ) фиксируется на градации МК<sub>2</sub> и не компенсируется первично-миграционными потерями. Возрастание содержания С (до 85-86%) и Н (до 11-12%) и УВ (до 25-65%) в хлороформенном битумоиде говорит о восстановлении битумоида и *генерации УВ*.

## эмиграция

Наряду с алифатизацией битумоида в некоторых разностях в групповом составе ХБ наблюдается увеличение циклических соединений (нафтеновых и ароматических), возрастание содержания смол и асфальтенов при одновременном снижении УВ (до 3-4%),  $b^{XB}$  до 6-7%,  $b^{СББ}$  до 4,5-5%, снижение С и Н в элементном составе ХБ. Эти изменения свидетельствуют о появлении *остаточных битумоидов*, начало процесса фиксируется одновременно с генерацией, но максимального развития он достигает на градациях конец МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>. Наблюдаемое резкое истощение РОВ битумоидами и УВ свидетельствует о *преобладании эмиграционных процессов*, не восполняющихся их новообразованием. Это связано с истощением нефтематеринского потенциала ОВ

Расход сапропелевого ОВ на образование продуктов углефикации в главной  
▶ фазе нефтеобразования составляет 27% от исходной массы

## Генетические типы битумоидов

<b>Сингенетические</b> - обязательная составная часть любого ОВ синхронного осадку		<b>Эпигенетические</b> - десорбировавшийся и испытанный не только первичное (в НМ породе), но и вторичное перемещение - из залежи нефти или из другой НМ породы
<b>автохтонные</b>	характерны для ОВ определенного генетического типа на определенной стадии катагенеза и не затронутые миграцией. Они отражают в своем составе все изменения ОВ в процессе литогенеза	
<b>паравтохтонные</b>	испытывали перемещение внутри НМ породы (толщи), более восстановленные по сравнению с автохтонными	
<b>остаточные</b>	оставшиеся после эмиграции, но по составу более кислые, чем автохтонный и паравтохтонный битумоиды	

*Наличие в породе разных генетических типов битумоидов – свидетельствует о том, что потенциально НМ порода стала нефтепроизводящей.*

## Диагностика типов битумоида

В породах с *ненарушенной* структурой проводится в ультрафиолетовом свете (под люминесцентной лампой или в люминесцентном микроскопе) и основано на цветах свечения и битуминозных текстурах и структурах:

*Масла светятся синим, голубым, фиолетовым,  
маслянисто-смолистые компоненты – желтым  
смолисто-асфальтовые – черно-коричневые*

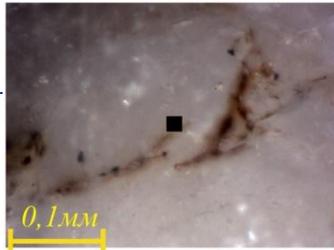
Породы с *миграционными битумоидами* имеют *неравномерные текстуры* – в микротрещинах, кавернах, пористых и проницаемых участках *неравномерная, селективно-насыщенная, кавернозная, точечная* текстуры. В них наблюдается фракционирование в соответствии с молекулярным составом - формируются *зональные (трещинно-зональные, точечно-зональные, линзовидно-зональная, контактная и др.)* структуры. По характеру фракционирования можно установить *направление миграции и ее этапность*.

*Синбитумоиды*, не претерпевшие миграции обычно имеют *равномерные текстуры*, они распределяются в соответствии с распределением ОВ.



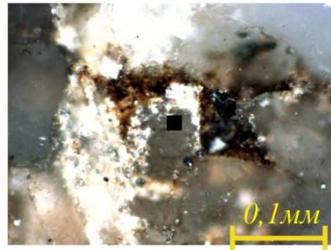
# Распределение ОВ в породе

Межзерновые пленки битумов



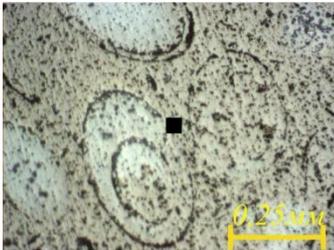
Обр.86-3

Пленки битумов на  
тентакулитах



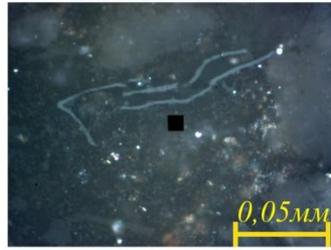
Обр.86-10

Фрагменты ОВ  
неясного генезиса



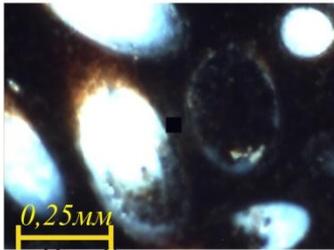
Ник II

Обр.86-6



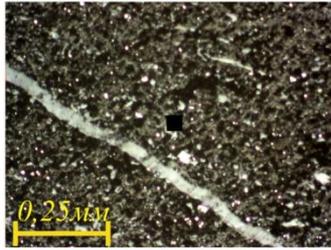
Обр.86-5

Прослойки аморфного ОВ

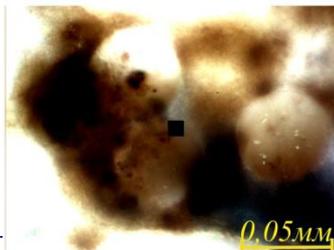


Ник X

Обр.86-6



Обр.86-11



Обр.86-6



Обр.86-11

Обр.	КАПИЛЛЯРНЫЕ ВЫТЯЖКИ	БАННЫ	ТИП ВЫТЯЖКИ
		5-8	МБА
		7-9	МБА
		7-8	МБА
		12	СБА
		10-12	СБА
		10-12	СБА
		12	СБА
		10-12	СБА

## Химико-битуминологические методы диагностики типов битумоида

проводятся в породах с **нарушенной структурой по валовому составу** битумоида. Для диагностики син- и миграционных битумоидов **нет абсолютных химико-битуминологических критериев**, она выполняется путем сравнительной оценки группового состава ОВ и отдельных его групп с фоновыми параметрами ОВ, характерными для соответствующего типа ОВ, находящегося на одной стадии катагенеза.

Критерий **сингенетического битумоида** – в однородных геологических объектах синбитумоид обязательный компонент ОВ, составляющий определенную его долю и выражается

**битумоидным коэффициентом  $\beta^{XB} = (XB \cdot 100\% / C_{орг})$**

или **углеводородным коэффициентом  $\mu_3 = (\mu_1 \cdot XB) / C_{орг}, \%$** ,  
(где  $\mu_1$  – содержание УВ в масляной фракции битумоида)

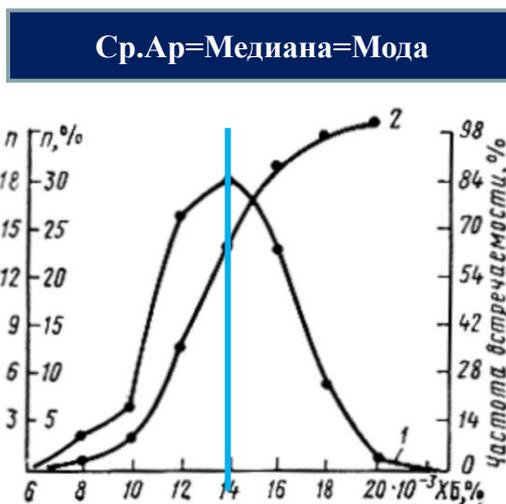
по пиролизу  **$b^{S1} = (S_1 / TOC) / 10, \%$** .

Значения битумоидного и углеводородного коэффициентов сингенетического ОВ  $\beta^{XB}$  **20 - 200 мг/г  $C_{орг}$  или 2-20%** в терригенных породах, в карбонатных его значения несколько выше – до **25%**;  
 $b^{S1}$  – **10-150 мг/г  $C_{орг}$  или 1-15%**

▶ значения этих коэффициентов зависят от типа ОВ – при прочих равных условиях они выше в сапропелевом ОВ (типы керогена I, II), чем в гумусовом (тип керогена III)

Для характеристики изучаемого объекта важно иметь объективные данные о значениях того или иного параметра. Обычно приводят результаты анализов в виде «мин-мах», среднее арифметическое, число анализов, редко – медиану, что не всегда правильно характеризует изучаемый объект.

*Нормальное или гауссово распределение* характеризуется одновершинным распределением, когда среднеарифметическое равно медиане и модальному значению параметра; при этом вычисляется стандартное отклонение и доверительный интервал значений, характеризующий тип изученной совокупности



Частотный график распределения содержания ХБ в породе (1- гауссова кривая, 2 - интегральная кривая)

Геологические объекты часто *распределение параметров*: для них следует вычислять среднегеометрическое значение (стан.откл, доверит.ин-л) . Логарифмическое выражение распределения параметра – графики строятся по логарифму или разбиваются на классы, возрастающие в геометрической прогрессии со знаменателем 2-3.

*Основа утверждения* – в однородных геологических объектах содержание битумоида в породе и в ОВ имеет логнормальное распределение и дает одну моду. Если 2 моды, то или неоднородный материал, или син- и эпибитумоиды. Хорошо проводить при большом диапазоне значений параметра (Вассоевич, Абрамсон).

Для определения фоновых значений  $\alpha$  и  $\beta$  используются статистические и графические приемы.

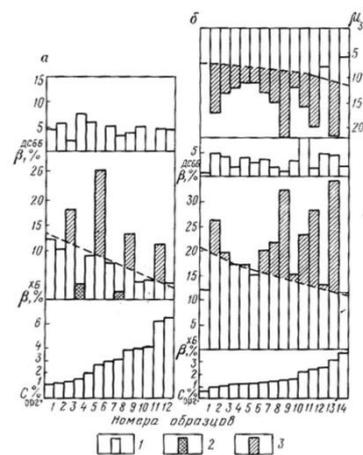
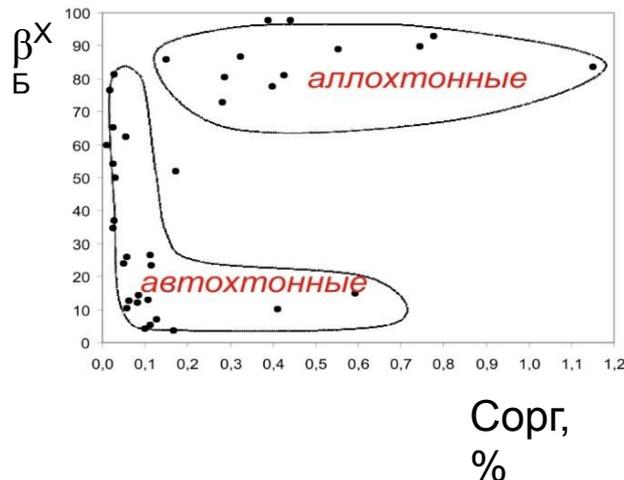
**Частотные графики** - если значения аномалий превышает фон в 3-5 раз (50 и более), то это миграционный (паравтохтонный или аллохтонный), что следует подтвердить компонентным составом. В нефтях масел 40-90%, УВ – свыше 50%, сумма гетероэлементов =5%.

$\beta$  зависит от Сорг, но массовость анализов компенсирует возможность ошибок.

▣ **Содержание битумоида в породе** -  $\alpha$  -  $< 0.014\%$  - низкое,  $0.014-0.044\%$  - среднее,  $> 0.044\%$  – высокое:

▣ **В однофациальных породах** содержание битумоида обычно определяется общим содержанием ОВ. В породах, формировавшихся в восстановительных фациях абсолютное количество битумоида выше, чем в окислительных. Например, для глин формировавшихся в восстановительной обстановке и находящихся в протокатагенезе устанавливается следующее соотношение – Сорг $<0,5\%$  ХБ=0,00n%, Сорг=0.5-1% ХБ=0,0n%, Сорг=1.5% ХБ=0,n%. В карбонатных и песчано-алевритистых породах абсолютное содержание ОВ и битумоидов ниже, чем в глинах, а относительное  $\beta$ - выше. При Сорг=1%  $\beta^{ХБ}>7\%$  - паравтохтонный битумоид

**Графики зависимости  $\beta$ -Сорг**, основанные на закономерности Успенского-Вассоевича, разделение полей проводится по резкой смене плотности точек, нужно подкреплять данными элементного, компонентного составов битумоидов.



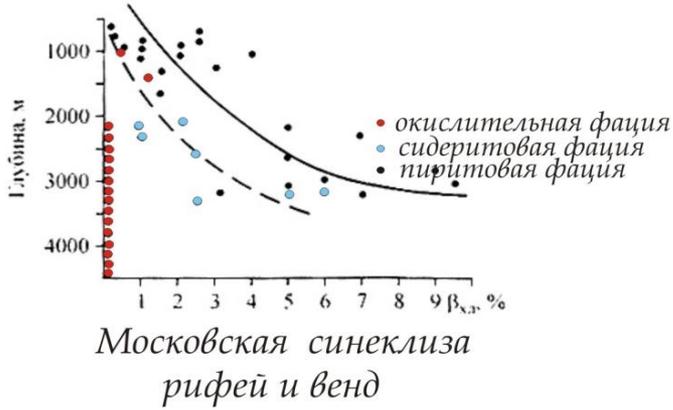
Групповой состав РОВ глинистых отложений кумской свиты Западно-Кубанского прогиба  
Глубины (в км): а – 2–4, б – 4–5,2  
Битумоиды: 1 – автохтонный, 2 – остаточный, 3 – паравтохтонный

При небольшом количестве образцов лучше использовать **метод огив-субогив** (ранжирование образцов по возрастанию Сорг -огива, а над ней - субогивы битумоидный коэффициент и другие параметры ОВ тех же образцов)

**Аномально высокие значения этих коэффициентов по сравнению с фоном – битумоиды миграционные, аномально низкие – остаточные.**

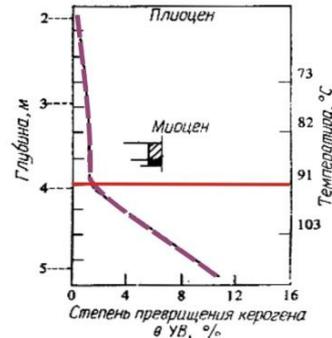
# Изменение битумоидного коэффициента

диагенетическое преобразование



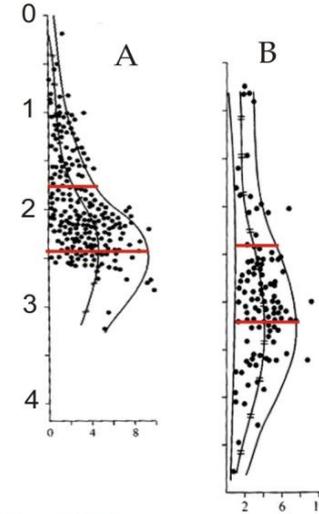
геотермический градиент

$$\Gamma \Gamma = 2,3^{\circ} \text{C}/100 \text{м}$$



побережье Мексиканского залива, миоцен

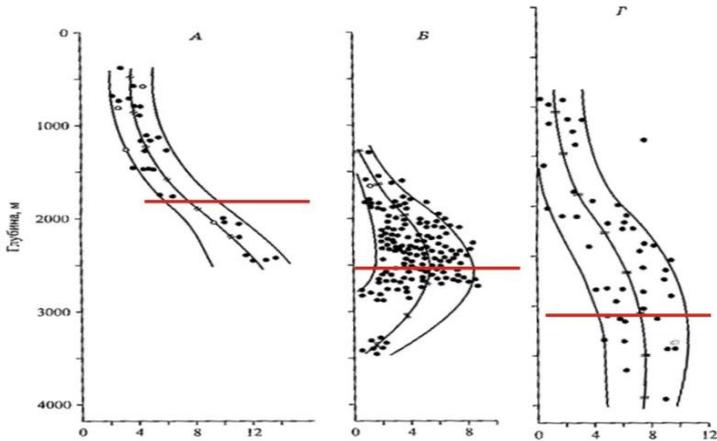
тип ОВ



А - меловые отложения Западной Сибири, сапропелевое ОВ  
В - нижнемеловые отложения Равнинного Крыма, гумусовое ОВ

тип пород

терригенные (сапропелевое ОВ)

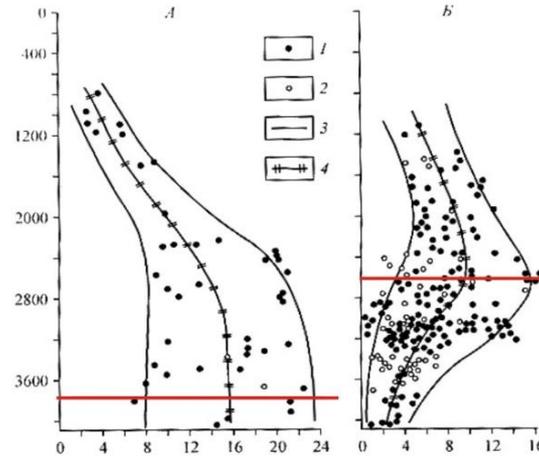


Парижский бассейн, тоарские сапропелевые глины

ЗС НГБ. баженовская свита

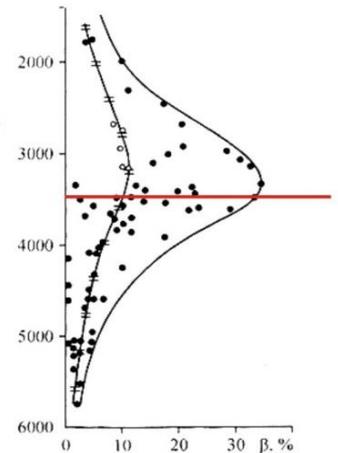
Зап.Предкавказье, майкопская серия

карбонатные (сапропелевое ОВ)



Сибирская платформа докембрий и кембрий, Зап.Прианбарье Иркутский ам-театр

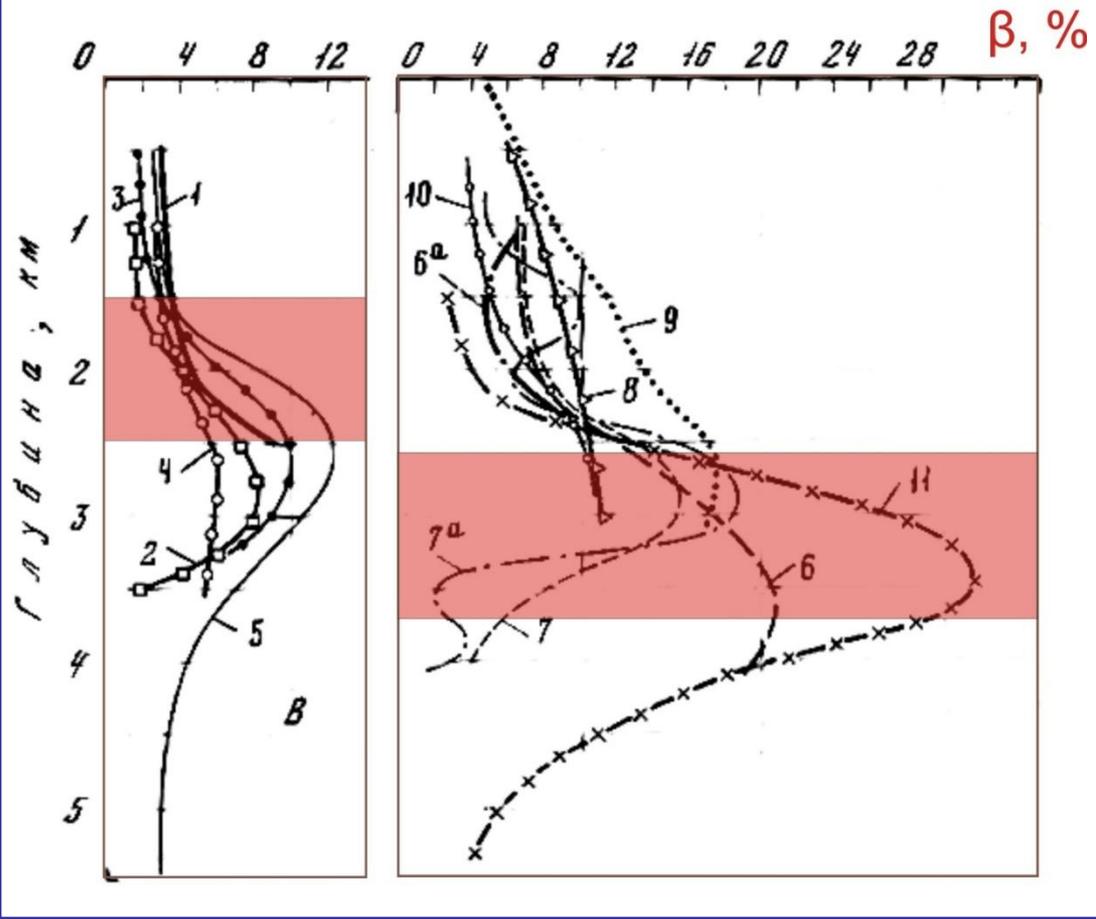
Аквитанский бассейн верхняя юра-нижний мел



породы

глинистые

карбонатные

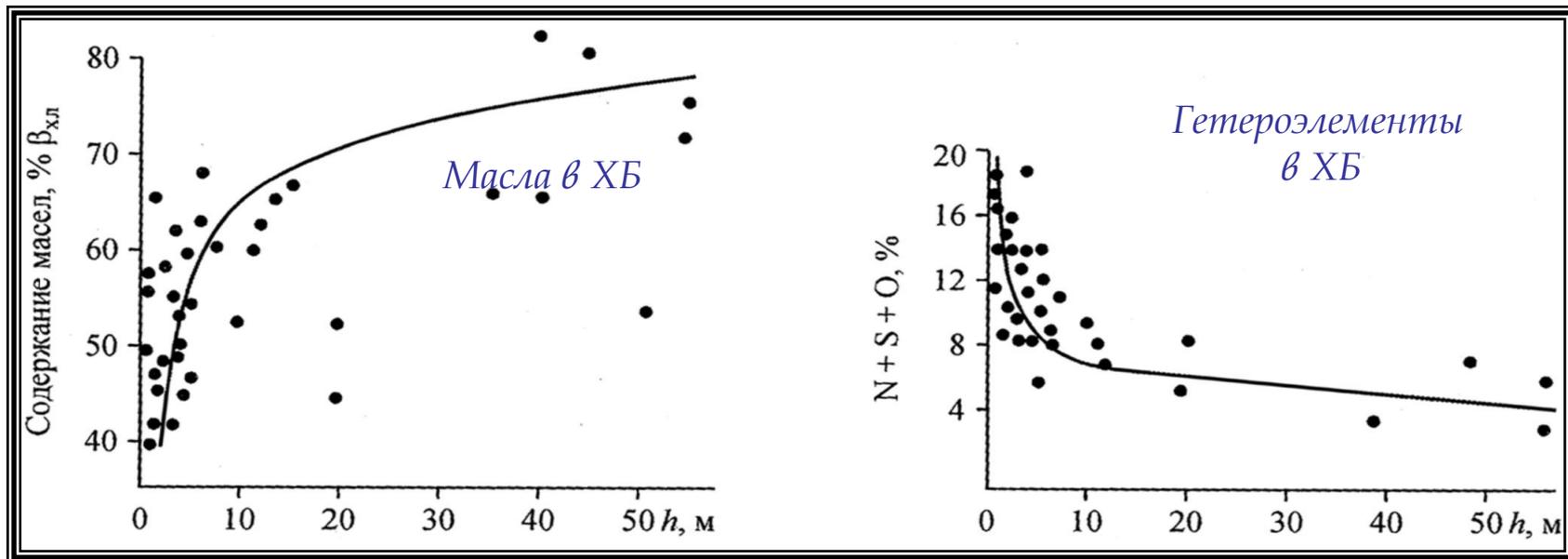


Строение разреза, т.е. соотношение материнского и коллекторского пластов, влияет на эмиграцию УВ и, в конечном счете, на реализацию нефтематеринского потенциала.

*Оптимальная мощность нефтематеринского пласта должна составлять не более 20 м. При большей мощности эмиграция УВ из средней части пласта затруднена.*

Об этом можно судить по изменению состава ОВ по мере приближения к коллекторскому горизонту. Чем ближе находится ОВ от коллектора, тем более оно окислено – *в хлороформном битумоиде резко снижается содержание масел и повышается - содержание гетероэлементов, в групповом составе ОВ - смол и асфальтенов*

Зависимость содержания масляной фракции и гетероэлементов в битумоидах из майкопских глин Западно-Кубанского прогиба от расстояния до ближайшего коллектора (Б.С. Коротков, 1974)



## Жидкие углеводороды

Высококипящие УВ (C15+ -) – общее количество УВ в ОВ –  $\beta^{S1}$  возрастает до **10-15%** на градации МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>.

□ Для разных типов ОВ общим является повышение в их составе метаново-нафтеных фракций, снижение числа нафтеных колец (от тетра- к би- и моно-) и увеличение числа атомов С в алкановых структурах, т.е. происходит их дециклизация (доля цикланов уменьшается до 40%, алканов – возрастает до 70%). Максимум в алканах смещается в более низкомолекулярную область C<sub>15</sub>-C<sub>19</sub>.

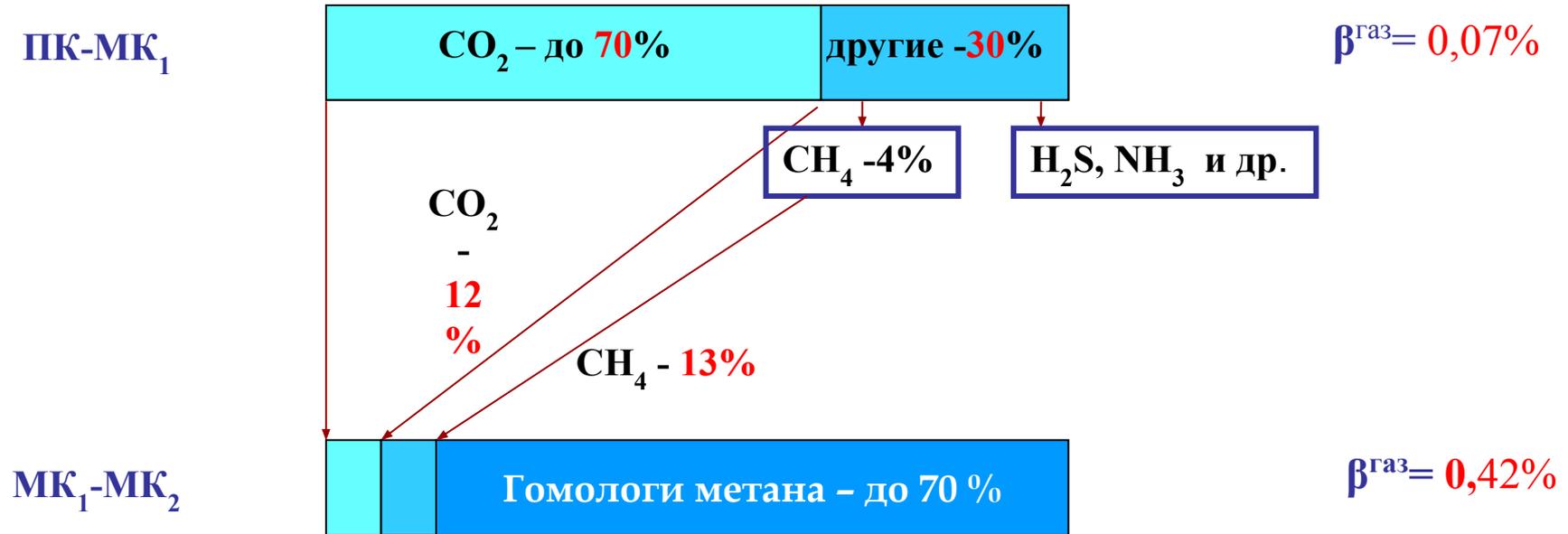
□ В больших количествах образуются низкокипящие УВ (C<sub>5</sub>-C<sub>10</sub>), входящие в бензиновую и керосиновую фракции - от **0,1-0,7%** (начало катагенеза) до **3-5%** (конец МК<sub>2</sub>-начало МК<sub>3</sub>)

□ С усилением катагенеза снижается количество нафтеных УВ и увеличивается – метановых и ароматических .



## Газовые УВ

Общее количество генерируемых газовых УВ на 2 порядка меньше, чем битумоидных компонентов, что связано с их подвижностью и условиями сохранности.



Генетический параметр  $C_2/(C_3+C_4+C_5)$  зависит от типа ОВ

Сапропелиты – **0,21**  
Гумито-сапропелиты – **0,47**  
Сапропелито-гумиты – **0,8**  
Гумолиты – **1,7**

изотопный состав  $\delta^{13}\text{C} = -40 \div -50 \text{ ‰}$

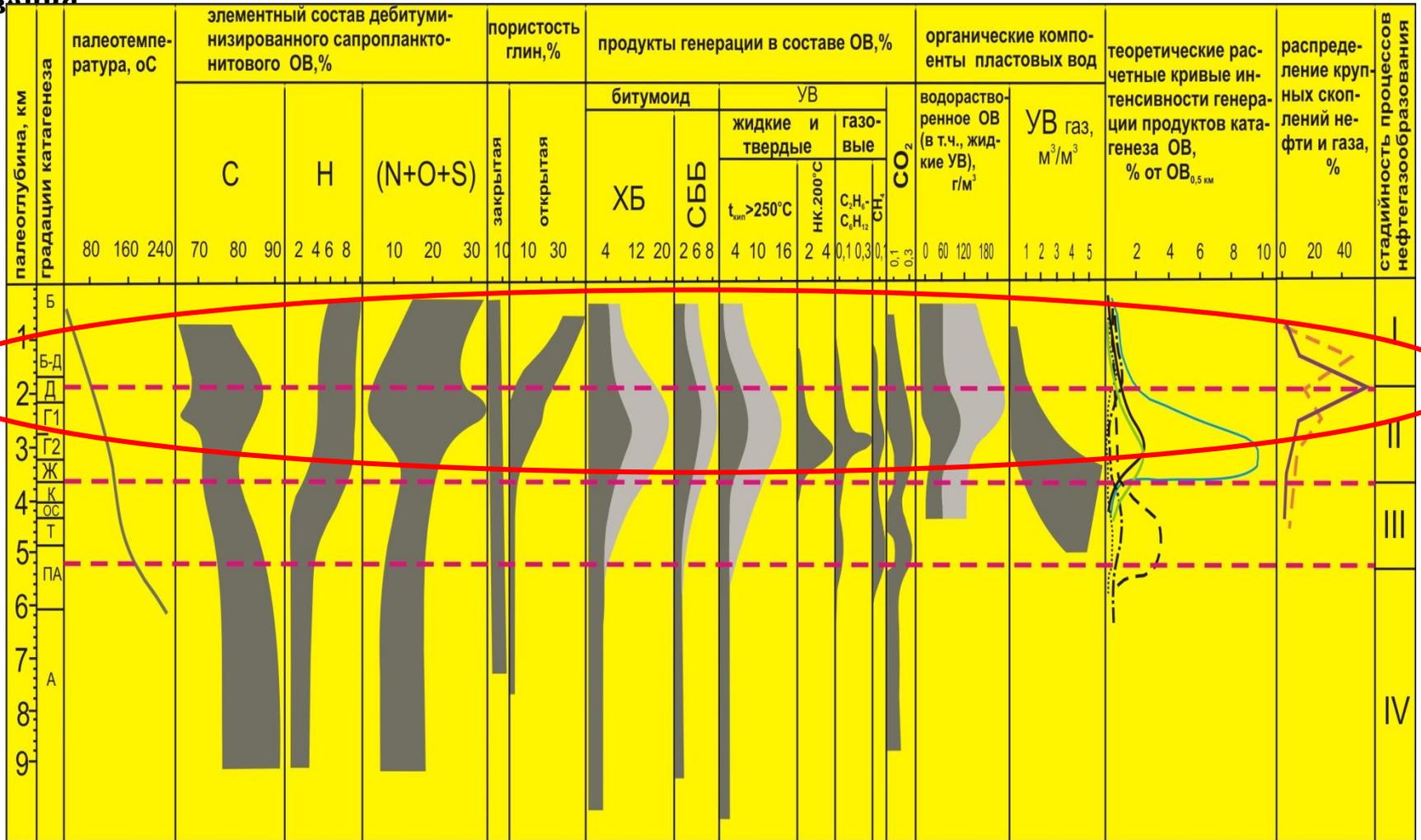


Количество УВ и растворимых асфальтовых соединений в тонкозернистых осадочных породах (неколлекторах) земной коры  
(Хант 1982)

Фации зрелости ОВ		Незрелое ОВ	Зрелое ОВ	Метаморфизованное ОВ	
Стадии преобразования ОВ Диапазон температур, оС		Диагенез 0-50	Катагенез 50-200	Метаморфизм >200	
Углеводороды:		Масса углерода, 10 <sup>18</sup> г			сумма
C <sub>1</sub>	газ	2	20	3	25
C <sub>2</sub> +C <sub>3</sub>		0,001	2	0	2
C <sub>4</sub> -C <sub>14</sub>	бензин, керосин, легкий газойль	1	37	0	38
C <sub>15</sub> -C <sub>40</sub>	газойль- смазочные масла	20	179	1	200
>C <sub>40</sub> -асфальтовые (не УВ) соединения		110	164	1	275
сумма		133	402	5	540
газ + жидкие УВ + асфальтовые соединения, %		7+9+40	82+91+60	11+следы жидких УВ и асфальтовых соединений	

Общий расход сапропелевого ОВ на образование УВ и не УВ продуктов (летучие) за всю стадию катагенеза составил более 80% от его исходной массы

Распределение мировых запасов УВ показало, что основная масса нефти (82%) и газа (83%) крупных месторождений приурочены к сравнительно узкой зоне глубин 1,2-2,4 км с отчетливым максимумом на уровне 1,8 км – **главная зона нефтеносности**. С ростом глубин количество нефти и газа резко сокращается, что не объясняется слабой разведанностью недр: интервал глубин 2,5-3,5 км достаточно хорошо разведаны в мире. Основная и общая для всех нефтегазоносных бассейнов причина – **стадийность процессов нефтегазообразования**



жидких и твердых 2 - начало генерации жидких и твердых УВ, 2' - на стадии истощения исходного ОВ  
 газовых 3 - остаточное содержание жидких и твердых УВ в породах-генераторах, М -мах значения