

Параметры состава, используемые для корреляции нефть-нефть и уточнения строения месторождения

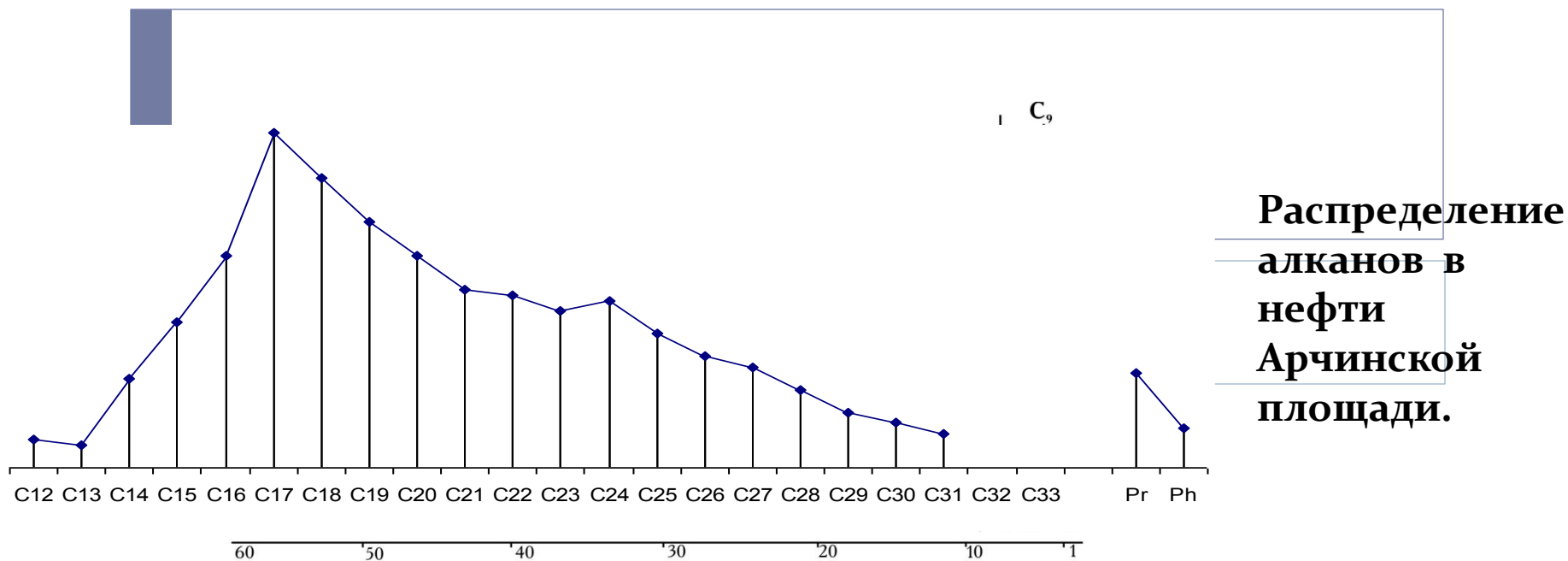
ЛЕКЦИЯ 9

-
- ▶ Для проведения корреляции нефть-нефть, нефть-расеянное органическое вещество широко используют устойчивые соединения (биомаркеры): алканы нормального и изопреноидного строения, стераны и гопаны, металлопорфирины, а также индивидуальный состав ароматических соединений.

Газо-жидкостная хроматография (ГЖХ)

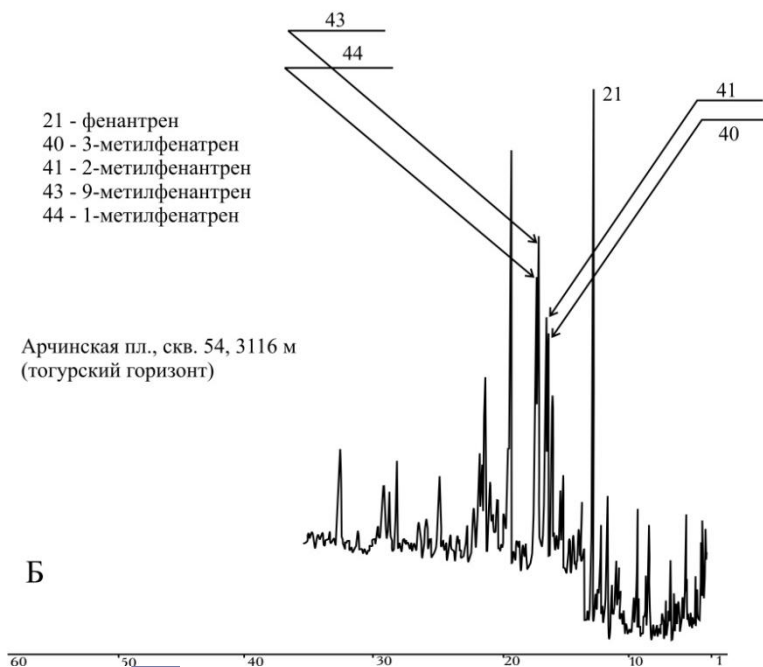
Поток подвижной фазы образца (гексановая фракция битумоида в газообразном состоянии) перемещается вдоль слоя сорбента (капиллярная колонка в несколько десятков метров с напылением сорбента по всей внутренней поверхности).

В результате получаем хроматограмму распределения алканов (нормальных и изопреноидных), рассчитывает состав и содержание индивидуальных компонентов, а также геохимические коэффициенты



Газо-жидкостная хроматография (ГЖХ)

По результатам анализа углеводородной (гексановой) фракции битумоида на хромато-масс-спектрометре, получаем хроматограмму триароматических соединений, которые позволяют нам оценить термическую преобразованность ОВ по расчетной образательной способности витринита



**Распределение триаренов в
РОВ Арчинской площади.**

Комплекс используемых геохимических методов позволяет

- Изучить содержание и состав рассеянного органического вещества пород по горизонтам и направленность их изменения по разрезу и простиранию;
- изучить закономерности в распространении отдельных хемофоссилий: металлопорфиринов и перилена, изменении индивидуального состава фенантронов, изопреноидных и нормальных алканов в РОВ и нефтях;
- определить степень термической преобразованности, фациально-генетическую принадлежность ОВ;
- исследовать влияние территориальной зональности, термической зрелости и фациальных условий накопления исходного ОВ на состав алифатических УВ, распределение в РОВ металлопорфиринов и перилена.

Оценка осадочных бассейнов для поиска нефти и газа направлена на выяснение вопроса какое количество нефти и газа и где образовалось и аккумулировалось в осадочной породе.

Для этого нужно знать:

1. Какое количество нефти и газа на км² было генерировано породами каждого материнского комплекса в любой части бассейна;
2. Какое количество нефти и газа было выделено из материнских пород;
3. Сколько нефти и газа осталось в рассеянном состоянии.

В результате мы получим суммарные запасы нефти в осадочном бассейне.

Генетический потенциал материнских пород

Количество нефти, которое может быть генерировано рассеянным в породах ОВ зависит от типа и условий седиментации исходных биопродуцентов, при захоронении которых образуется кероген.

Кероген – присутствующий в нефтематеринских породах геополимер, при термическом разрушении которого образуется нефть и газ.

Существуют 3 основных типа керогена, которые различаются по количеству нефти, которую они могут генерировать.

-
- ▶ **Тип I** обладает наибольшим нефтегенерационным потенциалом ($x_0=0,9$).

Т.е. до 90 % керогена типа I может превратиться в нефть.

- ▶ Кероген типа I образуется:
 - ▶ 1) в озерах из водорослевого материала
 - ▶ 2) из микробных липидов в любых благоприятных условиях развития микрофлоры

-
- ▶ Тип II обладает меньшим нефтегенерационным потенциалом ($x_0=0,6$).

Т.е. до 60 % керогена типа II может превратиться в нефть.

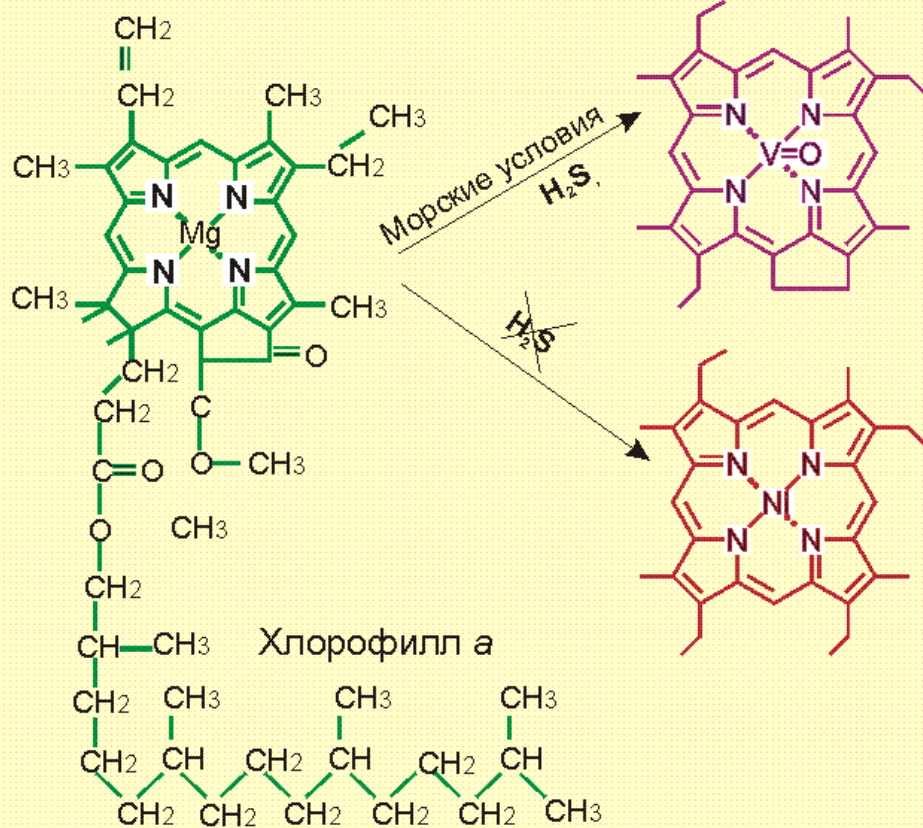
- ▶ Кероген типа II образуется в морских восстановительных условиях (часто сероводородное заражение придонных вод) из фитопланктона.

-
- ▶ Тип III обладает наименьшим нефтегенрационным потенциалом ($x_0=0,3$). Т.е. только 30 % керогена типа III может превратиться в нефть.
 - ▶ Кероген типа III образуется в окислительных условиях из наземных растений.

-
- ▶ **Генетическим потенциалом** данной свиты (x_0) называется количество нефти и газа, которое способен генерировать кероген при воздействии соответствующей температуры в течение достаточно длительного времени.
 - ▶ Этот потенциал зависит от:
 - ▶ Природы ОВ, которое связано с характером биопродуцентов и условиями диагенеза;
 - ▶ Содержания керогена в породе ($C_{\text{орг}}$, %), которое связано с количеством первоначального ОВ в осадках.

-
- ▶ Для определения **типа** керогена в исследуемой нами породе мы будем использовать данные о составе битумоида - микронефти, которая образовалась из керогена при его термическом созревании и деструкции.
 - ▶ Для этого мы исследуем состав хемофоссилий – специфических молекул, несущих в своем строении сведения об источнике и условиях диагенеза:
 - ▶ методом ГЖХ мы исследуем состав алканов,
 - ▶ методом спектрофотометрии - содержание в битумоиде металлопорфиринов и перилена.

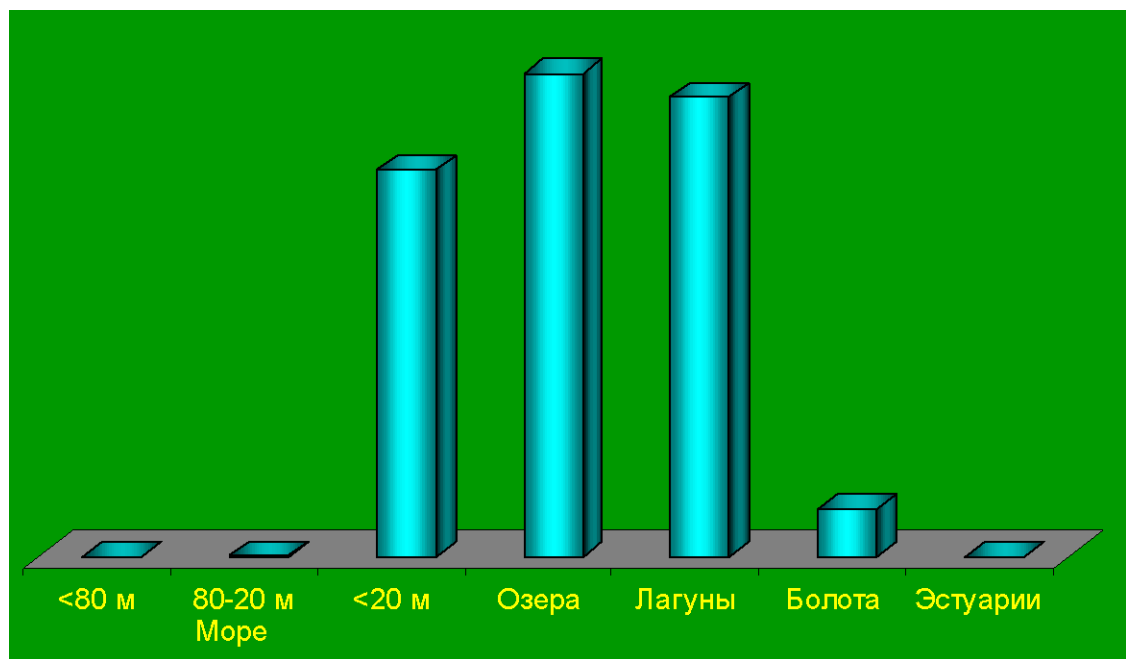
Хемофосилии в РОВ пород



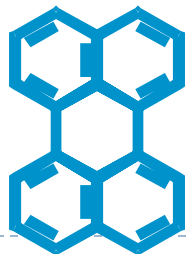
- ▶ **В морских условиях** седиментации из хлорофилла образуются комплексы порфиринов с **ванадилем** ($V=O$),
- ▶ **в континентальных** – только с никелем.
- ▶ Ni порфирины не могут образоваться при H_2S заражении придонных вод

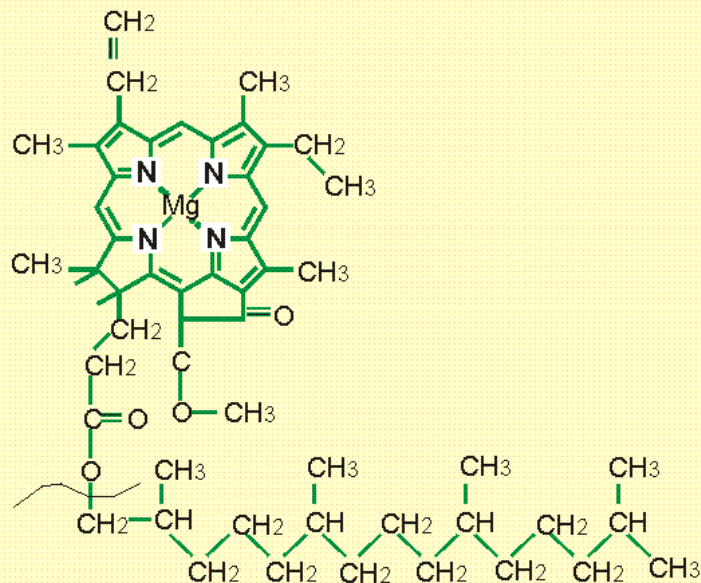
- ▶ Следовательно, наличие в битумоиде ванадилпорфиринов свидетельствует о морских условиях седиментации и наиболее вероятно керогене типа II.
- ▶ Наличие в битумоиде никелевых порфиринов свидетельствует об отсутствии сероводородного заражения придонных вод в бассейне седиментации.

Распространенность перилена в осадках, накопившихся в различных обстановках

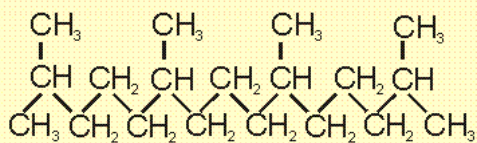


- ▶ Наличие перилена свидетельствует о мелководности бассейна и близости береговой линии.
- ▶ Наиболее часто он встречается в озерных осадках.
- ▶ Наличие перилена может указывать на кероген типа I.

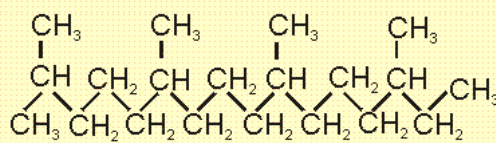




Хлорофилл а



Пристиан - *i*-C₁₉ (Pr)



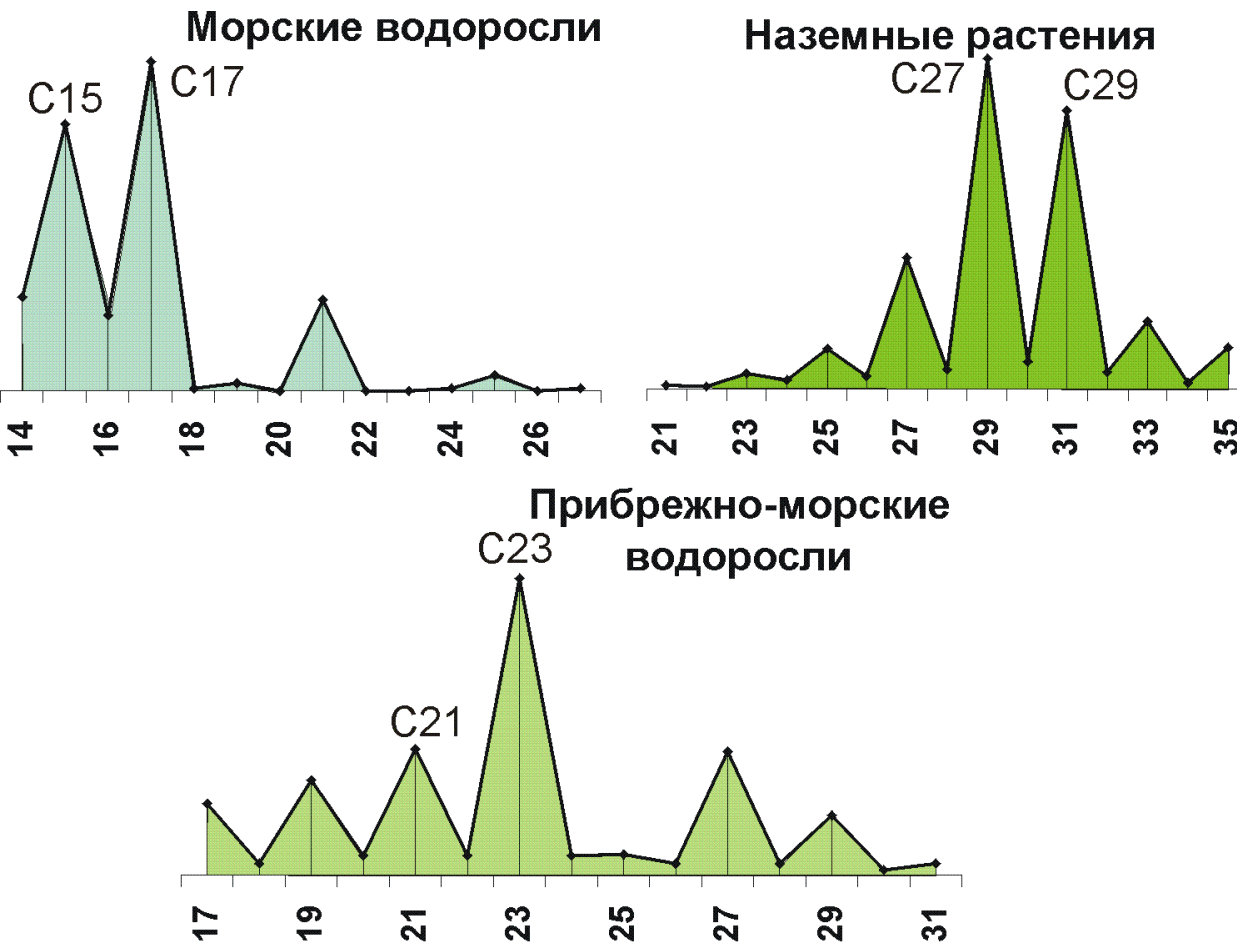
Фитан - *i*-C₂₀ (Ph)

Пристиан / фитан

В окислительных условиях из фитола образуется преимущественно пристан (Pr), в восстановительных - фитан (Ph). Поэтому отношение Pr/Ph можно использовать для оценки окислительно-восстановительного потенциала в бассейне.

- ▶ Pr/Ph <1,0 – резко восстановительная среда
- ▶ Pr/Ph 1,0-1,5 – восстановительная среда
- ▶ Pr/Ph 1,5-2,0 – слабо восстановительная - окислительная (субокислительная) среда
- ▶ Pr/Ph >2,0 – окислительные условия

Биопродуценты ОВ



Коэффициенты:

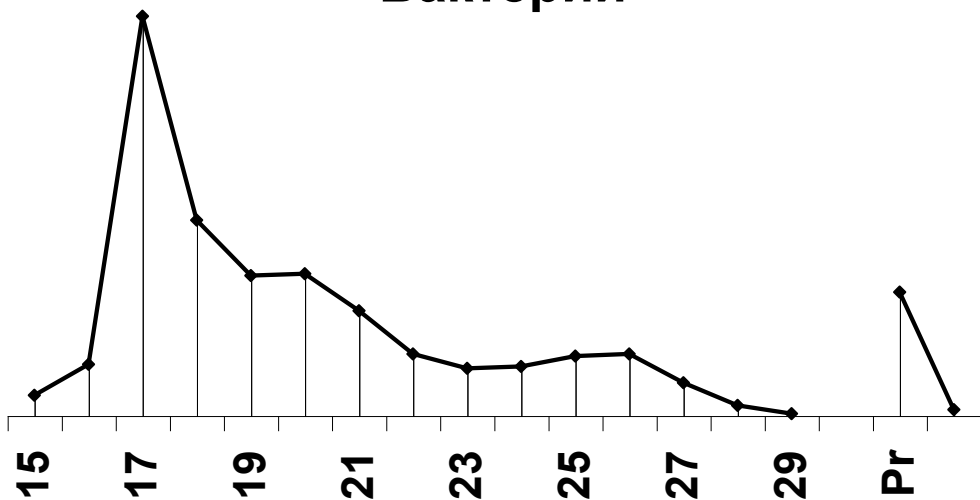
$(n-C_{15}+n-C_{17}) / 2C_{20}$ –
фитопланктон
(II тип керогена);

$(n-C_{27}+n-C_{29}) / 2C_{20}$ –
высшие наземные
растения
(III тип керогена)

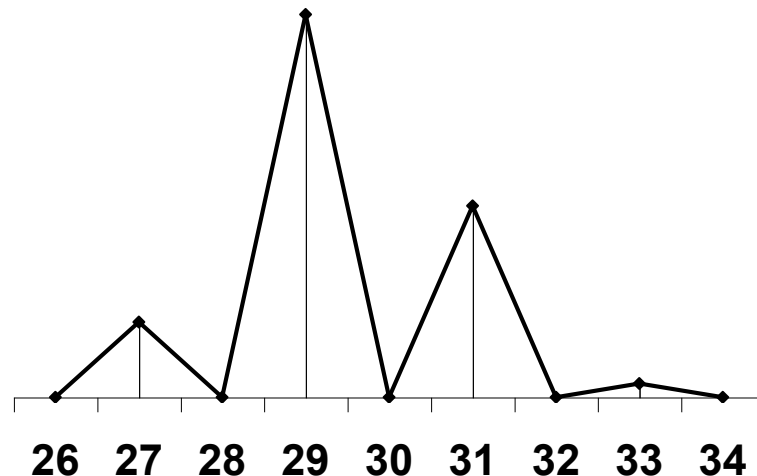
$(n-C_{21}+n-C_{23}+n-C_{25}) / 3C_{20}$ –
Прибрежные
водоросли
(смешанный между
II и III типом);

Об основном источнике, поставившем ОВ в осадок,
позволяет судить состав n-алканов

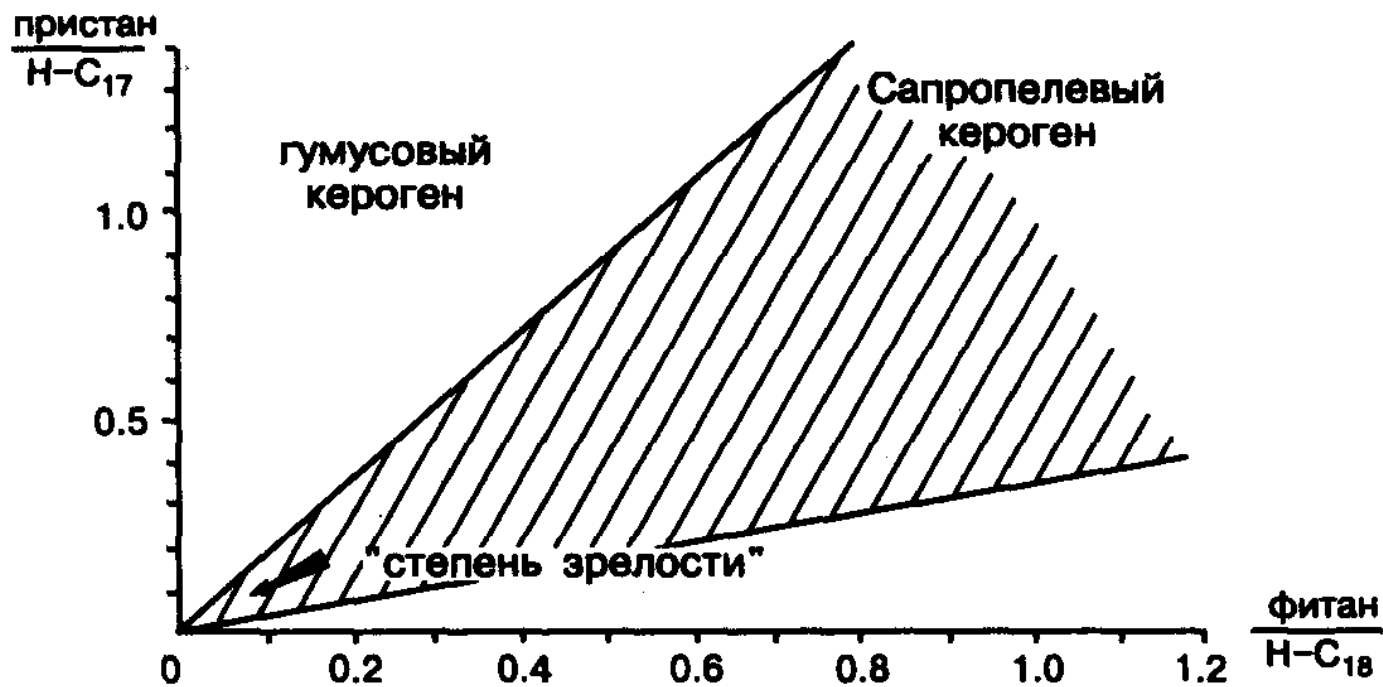
Бактерии



Botryococcus brauni



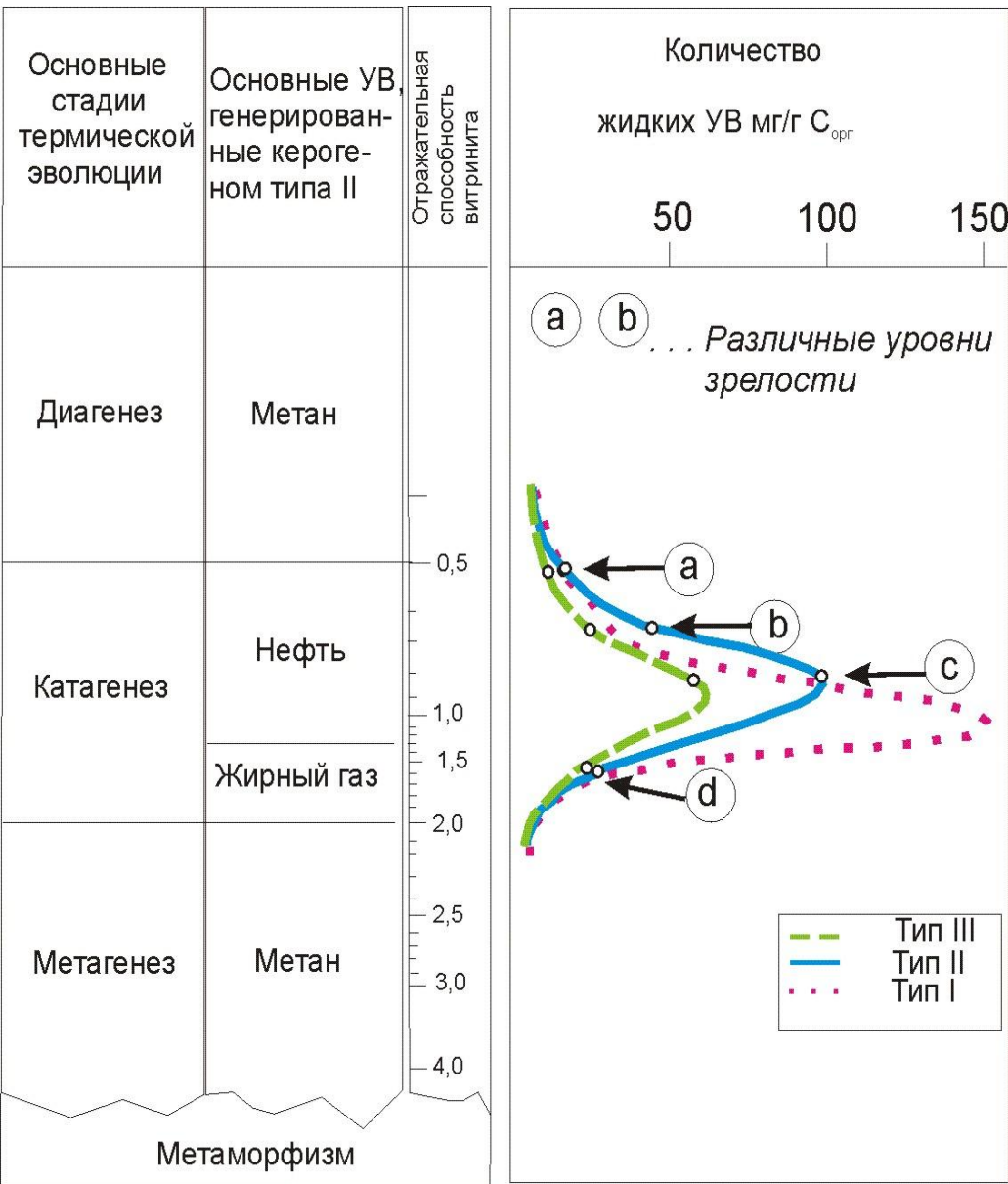
- ▶ Микроорганизмы формируют ОВ с высоким содержанием пристана и дополнительными максимумами в распределении алканов, приходящимися на C_{20} и C_{26} (кероген I типа)
- ▶ Озерные водоросли характеризуются преобладанием высокомолекулярных гомологов аналогично высшим растениям (кероген I типа)



- ☛ В координатах $Pr/n-C_{17}-Ph/n-C_{18}$
- ☛ *сапропелевый* кероген (тип II) попадает на заштрихованную площадь,
- ☛ *гумусовый* (тип III) ложится в левой части диаграммы.

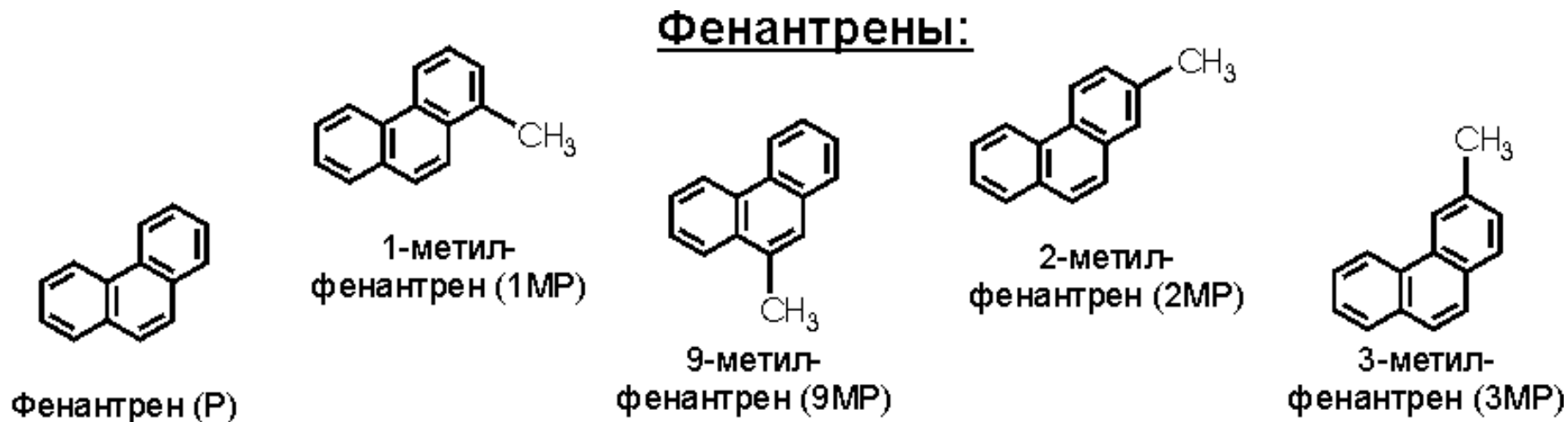
- ▶ Содержание в породе битумоида необходимо знать для расчета битумоидного коэффициента и
- ▶ при расчете количества эмигрировавшей из толщи нефти.

- ▶ Битумоидный коэффициент
$$\beta \text{ (мг/г)} = \text{ХБ}(\%) * 1000 / \text{Сорг} (\%)$$



- ▶ β зависит от типа и зрелости ОВ.
- ▶ У керогена I типа он достигает 150 и более мг ХБ/г $C_{орг}$,
- ▶ у III типа – не превышает 60.
- ▶ По мере созревания ОВ битумоидный коэффициент растет, достигает максимума на ГФН, затем падает

- ▶ Суммарное воздействие температуры и времени м.б. определено по отражательной способности витринита в керогене или рассчитано по относительному содержанию алкилфенантронов в битумоиде (расчетная отражательная способность витринита (R_c)).



- ▶ $R_c = 0,4 + 0,6 \cdot [1,5 \cdot (2\text{-MP} + 3\text{-MP}) / (P + 9\text{-MP} + 1\text{-MP})]$
- ▶ На основании значения R_c определяется стадия катагенеза, на которой находится ОВ и рассчитывается коэффициент превращения (r).

Шкала катагенеза

Стадия	Подстадия	R _o *	Марка углей
Протокатагенез	ПК1	<0,3	Буроугольные (Б)
	ПК2	0,3-0,4	
	ПК3	0,4-0,5	
	Нефтеобразование		
Мезокатагенез	МК1	0,5-0,65	Длиннопламенные (Д)
	МК2	0,65-0,85	Газовые (Г)
	Газообразование		
	МК3	0,85-1,15	Жирные (Ж)
	МК4	1,15-1,55	Коксовые (К)
	МК5	1,55-2,00	Отощено-спекающиеся (ОС)
Апокатагенез	АК1	2,0-2,5	Тощие (Т)
	Метаморфизм		
	АК2	2,5-3,5	Полуантрацитовые (ПА)
	АК3	3,5-11	Антрацитовые (А)

*R_o – отражательная способность витринита.

- ▶ Для того чтобы определить количество нефти, образовавшейся из данной материнской породы, нужно величину генетического потенциала x_0 умножить на коэффициент превращения (r).
- ▶ r - это количество нефти и газа, которое образовалось из керогена к генетическому потенциалу, т.е. к общему количеству нефти и газа, которое способен генерировать кероген.
- ▶ Этот коэффициент показывает степень фактической реализации генетического потенциала.
- ▶ r зависит от природы ОВ и геологической истории материнских пород, в основном от температурно-временного соотношения.

Границы зон нефтегенерации

Зона \ Тип керогена	I	II	III
	R_c	R_c	R_c
Начало ГЗН ($r = 0,1$)	0,7	0,5	0,6
Конец ГЗН ($r = 0,4$)	1,3	1,1	1,3

$$r(I) = 0,5 R_c - 0,25;$$

$$r(II) = 0,5 R_c - 0,15;$$

$$r(III) = 0,43 R_c - 0,16$$

- ▶ На небольших глубинах $r = 0$,
- ▶ при погружении и нагреве пород он постепенно увеличивается и достигает **1**, когда все подвижные органические продукты удалены из керогена и остается только углеродный остаток.
- ▶ Для процесса нефтеобразования r варьирует от 0,1 до 0,4.

- ▶ Зная распределение в породах $C_{орг}$ количество образовавшейся нефти можно выразить - в г/т породы
- ▶ По Тиссо:

$$\begin{aligned} Q_{нефти} &= x_0 * r * C_{орг} \text{ (г/100 г породы)} = \\ &= x_0 * r * C_{орг} * 10^4 \text{ (г/т породы)} \end{aligned}$$

- ▶ зная плотность, площадь распространения = мощность отложений – в тоннах.
- ▶ Плотность пород в среднем составляет 2 т/м^3

- ▶ r и x_0 могут быть также непосредственно определены методом Rock-Eval
- ▶ Количество эмигрировавшей нефти может быть приблизительно оценено по разности между количеством образовавшейся и концентрацией оставшегося в породе битумоида.

$$Q_{\text{эм}} (T) = Q_{\text{н}} (T) - Q_{\text{ост}} (T)$$

- ▶ Расчет количества эмигрировавшей из толщи нефти, по Неручеву (без учета типа ОВ) проводится по формулам:

$$Q_{\text{эм}} (\text{т/км}^2) = 1,2 \cdot C_{\text{орг}} \cdot \rho \cdot h \cdot \beta \cdot [K_{\text{эм}} / (1 - K_{\text{эм}})] \quad (1)$$

ρ – плотность породы (т/м^3)

- ▶ h – мощность отложений, м
- ▶ β – битумоидный коэффициент (мг/г)
- ▶ $K_{\text{эм}}$ – коэффициент эмиграции, доли (на стадиях ПК₃, МК₁, МК₂ и МК₃ соответственно составляет 0,2; 0,3; 0,4 и 0,5);
- ▶ 1,2 – коэффициент, учитывающий потерю летучих УВ и размерность входящих в формулу параметров.

$$Q_{\text{эм}} (\text{т}) = Q_{\text{эм}} (\text{т/км}^2) \cdot S \quad (2)$$

- ▶ где S – площадь распространения производившего горизонта (км^2)