

**Теории происхождения нефти  
и газа – основа  
прогнозирования перспектив  
нефтеносности недр**

**Theories of the origin of oil and gas -  
the basis of the prediction of  
oil-bearing prospects**

2016г.

# Теории происхождения нефти

□ Органическая теория- осадочно-миграционная

карбидная

□ Неорганические теории

вулканическая

космическая

магматическая

теория дегазации Земли

□ Теории смешанного происхождения

флюидодинамическая

# Гипотезы происхождения нефти

**Hypothesis of the origin of oil**

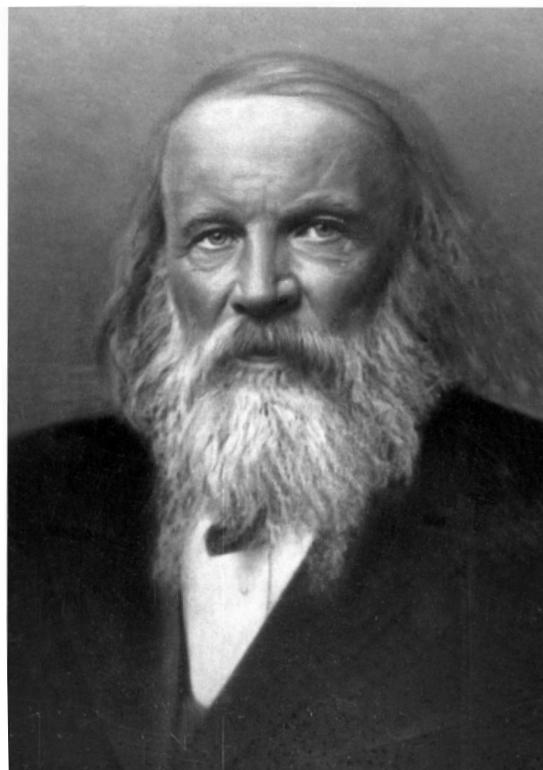
Осадочно-  
миграционная

Карбидная

Космическая



Губкин И.М.



Менделеев Д.И.



Соколов Н.А.

# **Неорганические теории происхождения нефти**

## **The inorganic theory of petroleum origin**

**Первые гипотезы о неорганическом происхождении нефти —карбидная гипотеза Менделеева (1877 г.), космическая гипотеза Соколова (1892 г.) и вулканическая гипотеза Коста (1902 г.) — встретили ряд серьезных возражений со стороны многих ученых того времени.**

**Современные научные представления о генезисе нефти и газа и практические результаты геологических исследований позволяют говорить о наличии в недрах Земли громадных, неисчерпаемых запасов углеводородов, которое может быть объяснено только с точки зрения их абиогенного глубинного происхождения. Основные положения концепции абиогенного глубинного происхождения нефти и газа были сформулированы в прошлом веке такими выдающимися учеными, как Н.А. Кудрявцев, П.Н. Кропоткин, В.П. Порфирьев, Г.Н. Доленко,**

# Карбидная теория происхождения нефти

Д. И. Менделеев выдвинул на заседании Русского химического общества в 1877 г. **минеральную или карбидную** гипотезу происхождения нефти.

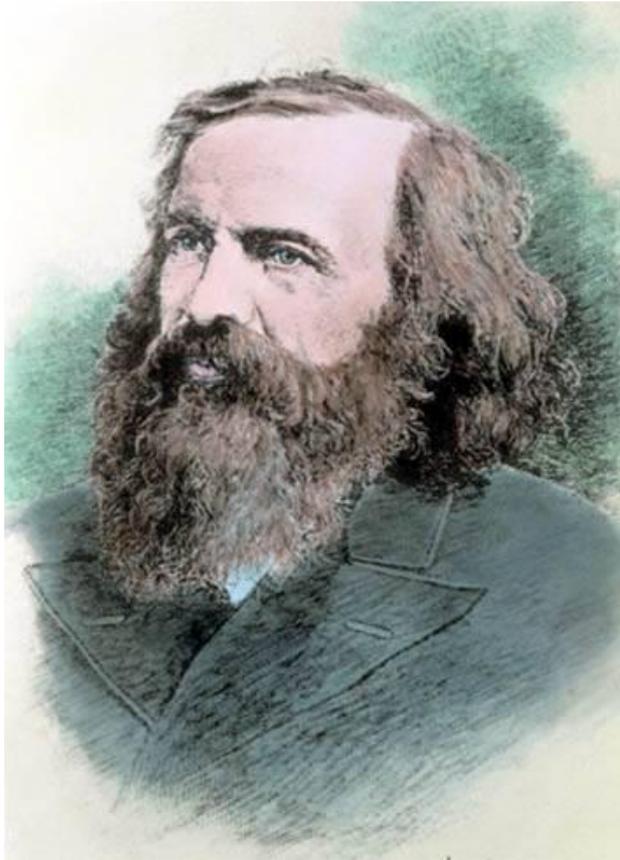
Концептуальная проблема видится не в биогенном либо абиогенном происхождении нефти, а в осадочном или глубинном источнике вещества и в определении конкретных геологических процессов, приводящих к формированию местоскоплений углеводородов.

В основу гипотезы Менделеева легла реакция Энглера:

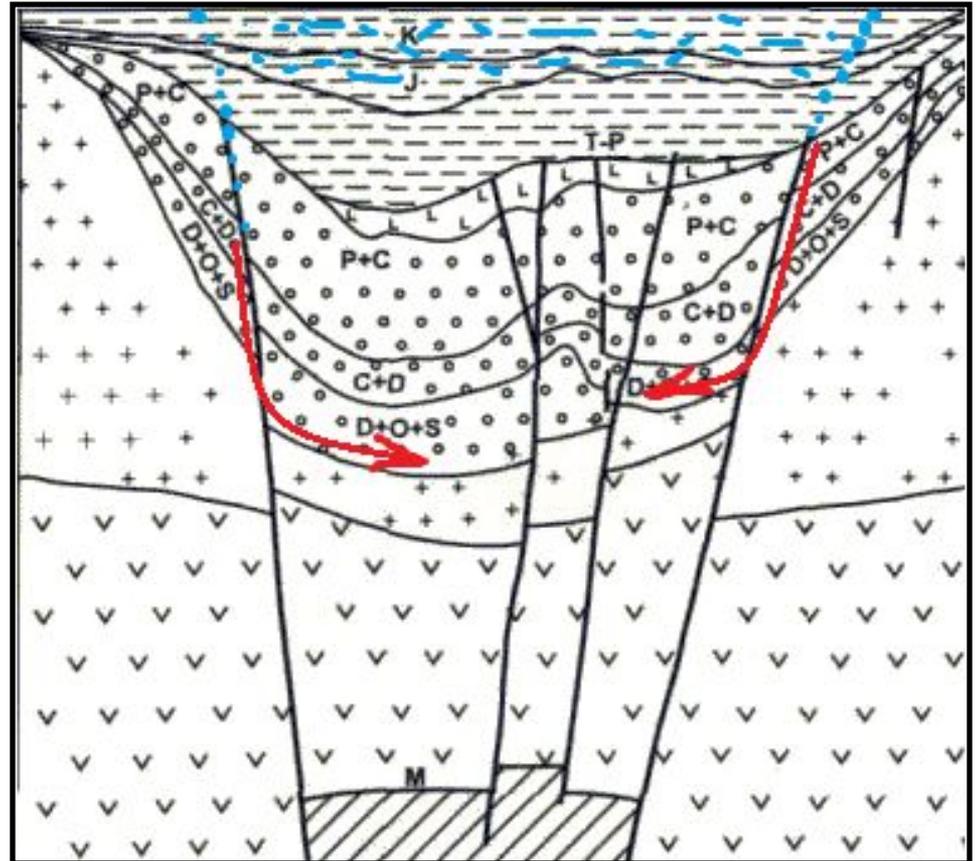


Вода проникала в глубь земли по трещинам, глубина которых должна была достигать десятков километров. Находящиеся в недрах земли карбиды металлов реагировали с водой, образуя углеводороды. Нефтяные углеводороды под действием высоких температур в недрах испарялись и поднимались в область меньших давлений, в наружную холодную оболочку Земли,

# Карбидная теория Carbide theory



Дмитрий Иванович  
Менделеев,  
химик, физик, геолог,  
метеоролог  
1834-1907



Атмосферные осадки проникают по разломам в глубинные слои земли и взаимодействует с карбидами металлов и образуют углеводороды

# Космическая теория происхождения нефти

Космическая гипотеза, высказанная В.Д.Соколовым в 1892 году (Космическое происхождение нефти и других битумов) предполагала, в частности, присутствие нефти и других битумов на многих космических объектах. Новейшие космические исследования укрепляют эту идею. Метан и его гомологи обнаружены космическими аппаратами в атмосфере планет, в составе космической пыли, метеоритов, комет. Так, в атмосфере Титана, спутника планеты Сатурн, концентрация метана достигает 5%, предопределяя его автохтонный генезис — образование внутри



Space theory

## Space theory



Геолог В.Д.Соколов,  
1889 год

«Когда вся наша планета еще представляла собой газовый сгусток, в составе этого газа присутствовали и углеводороды. По мере охлаждения раскаленного газа и перехода его в жидкую фазу, углеводороды постепенно растворялись в жидкой магме. Когда же из жидкой магмы стала образовываться твердая земная кора, она, согласно законам физики, уже не могла удержать в себе углеводороды. Они стали выделяться по трещинам в земной коре, поднимались в верхние ее слои, сгущаясь и образуя здесь скопления нефти и газа»

# Вулканическая теория происхождения нефти

Вулканическая гипотеза основывалась на наблюдениях извержений грязевых вулканов, сопровождавшихся выбросами нефти и газа на поверхность. И в наши дни подобные явления можно наблюдать на Апшероне и Таманском полуострове. В 1805 году, основываясь на собственных наблюдениях, сделанных в Венесуэле, на описаниях извержения Везувия,

известный немецкий естествоиспытатель А.Гумбольдт заявляет «...Мы не можем сомневаться в том, - пишет он, - что нефть представляет продукт перегонки на громадных глубинах и происходит из примитивных горных пород, под которыми покоится энергия всех вулканических явлений».



температуре из углерода и водорода, которые имеются в магме, образуются радикалы  $\text{CH}$ ,  $\text{CH}_2$ ,  $\text{CH}_3$ , которые, как и свободный водород  $\text{H}_2$ , двигаются из магмы вверх в земную кору по глубинным разломам и образуют залежи **УВ** в земной коре.



# Вулканическая теория происхождения нефти



## Volcanic theory

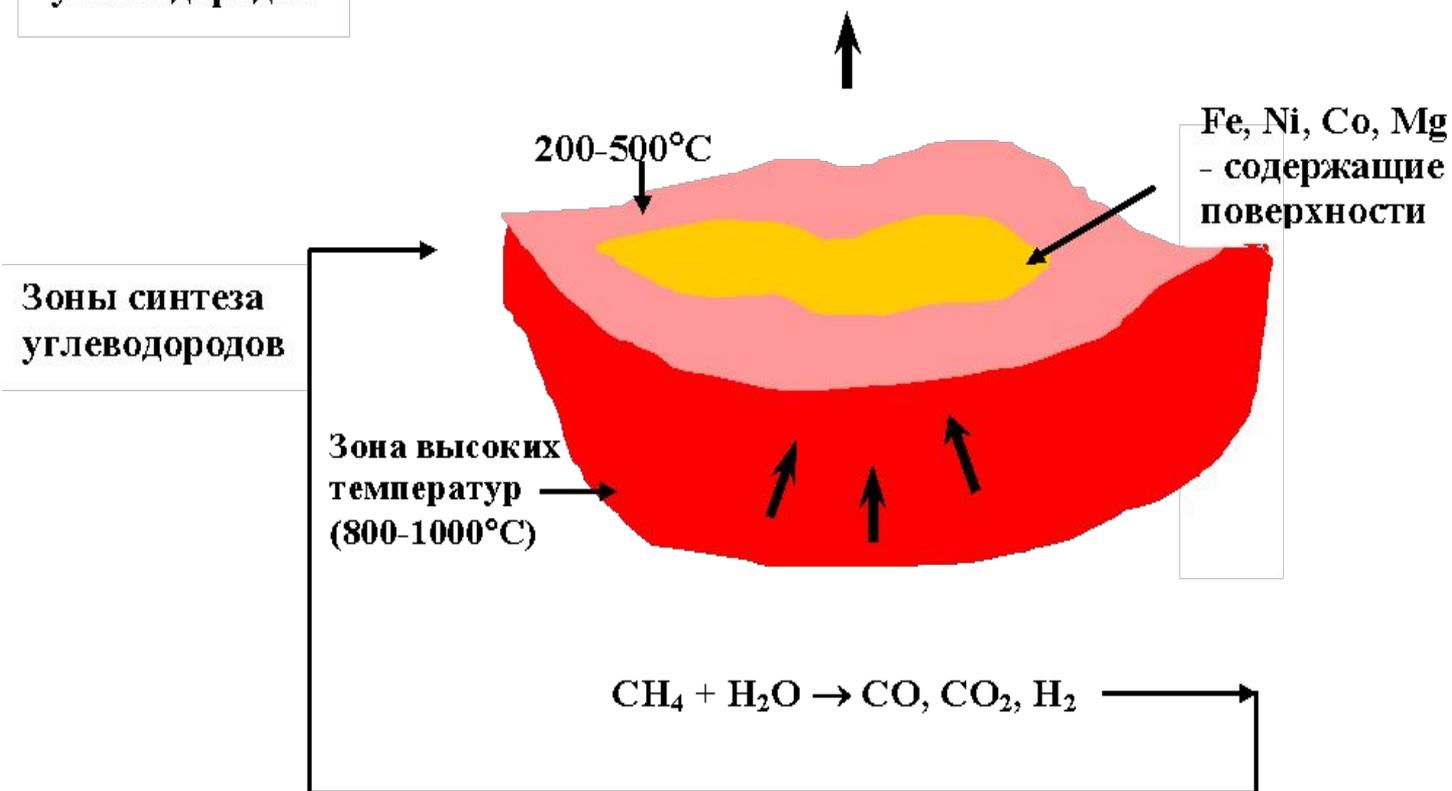
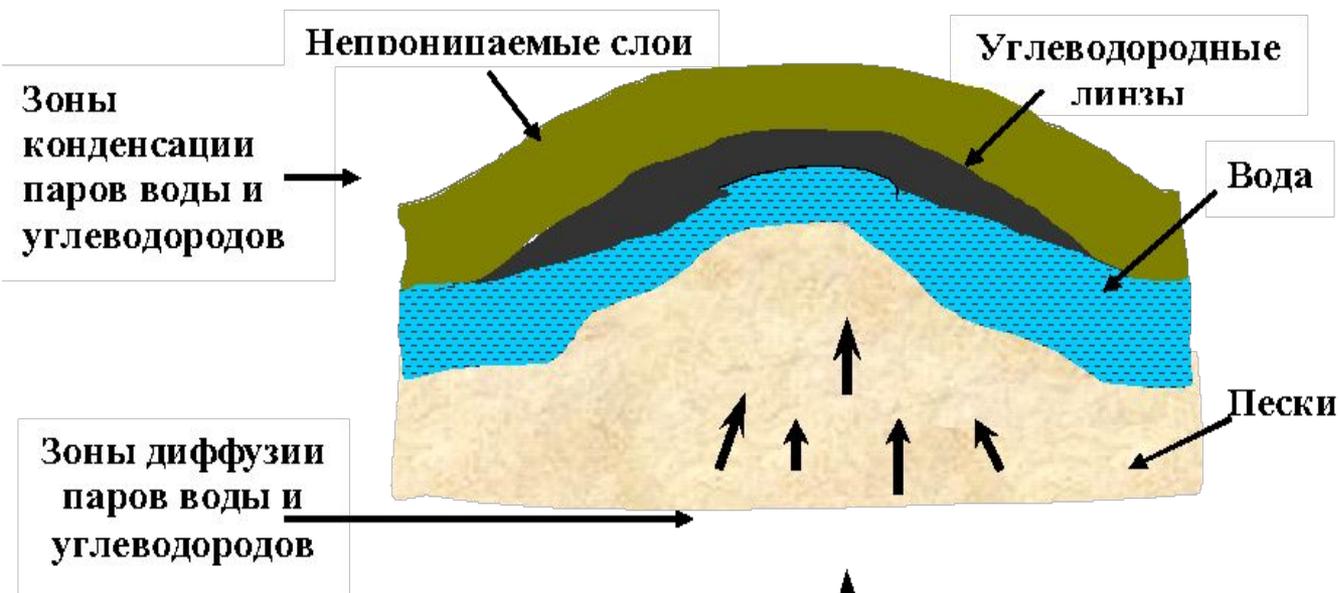
Возражения можно  
заявить, что  
содержание метана в  
газах вулканов, о чем  
говорят неорганики,  
ничтожно мало. К тому  
же, он может быть  
генетически связан с  
осадочной толщей,  
через которую  
прорывается магма.  
Кроме этого, состав  
природных газов не  
соответствует составу  
вулканических газов.

# Магматическая теория происхождения нефти



Обобщив эти и множество других фактов, Н.А. Кудрявцев создал свою **магматическую** гипотезу происхождения нефти.

**Magmatic theory**



# Синтез Фишера-Тропша

Сторонники абиогенного происхождения нефти объясняют ее образование путем синтеза УВ из оксидов углерода и водорода.

**синтезе Фишера-Тропша (ФТ-синтез):**



где  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$  – обозначение n-алканов,

Q – энтальпия, знак «минус» указывает на экзотермический характер реакции, протекающей с выделением энергии.

ФТ-синтез в настоящее время нашел применение в промышленном производстве углеводородов, и потому хорошо изучен теоретически и экспериментально. Его осуществляют при температурах 150-300°C, в качестве катализаторов используют кобальт, никель, платину и элементы VIII

# Абиогенная теория происхождения нефти

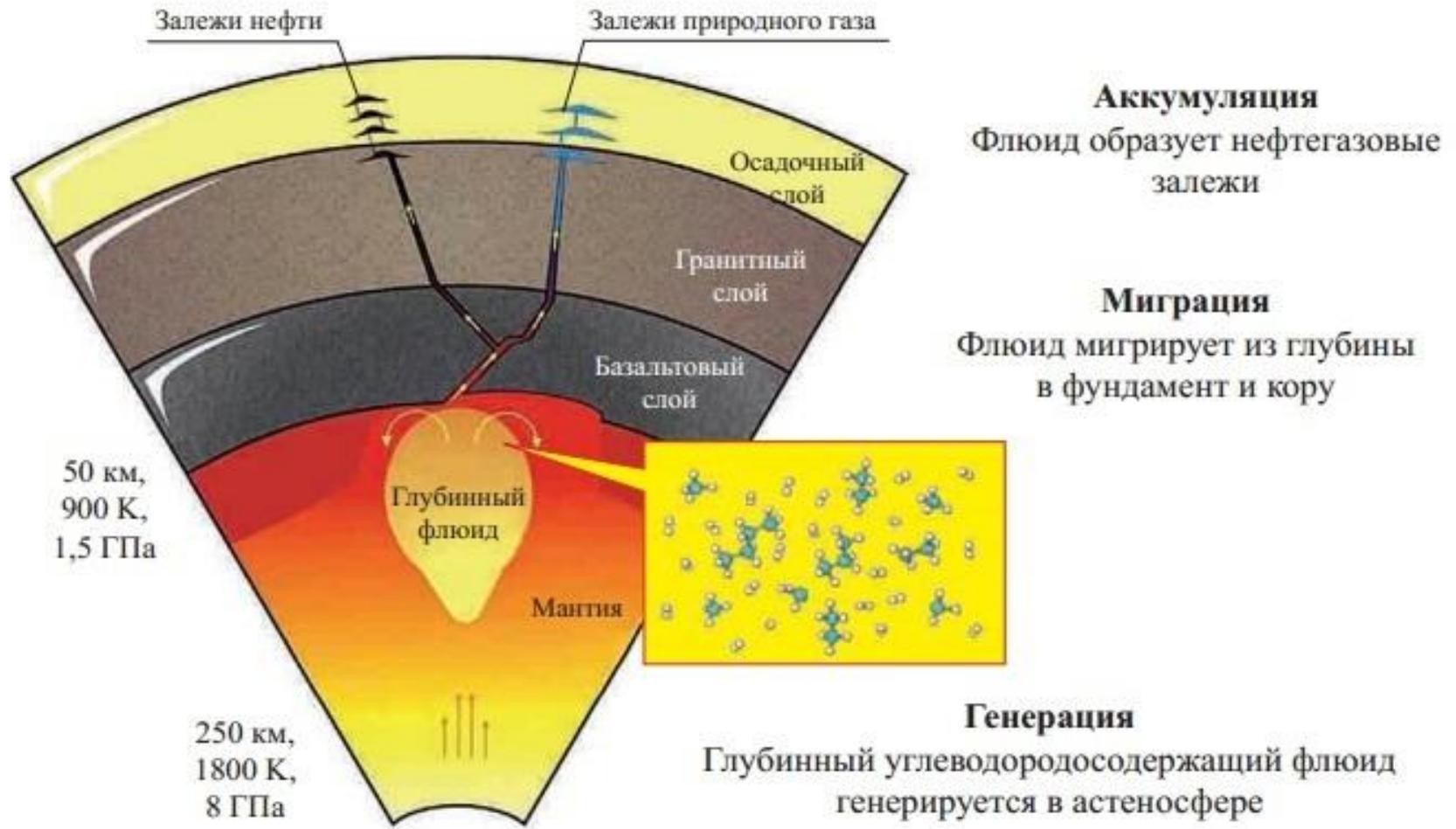


Рис. 1. Теория абиогенного глубинного происхождения углеводородов и образования нефтегазовых залежей [1]

# Абиогенная теория происхождения нефти

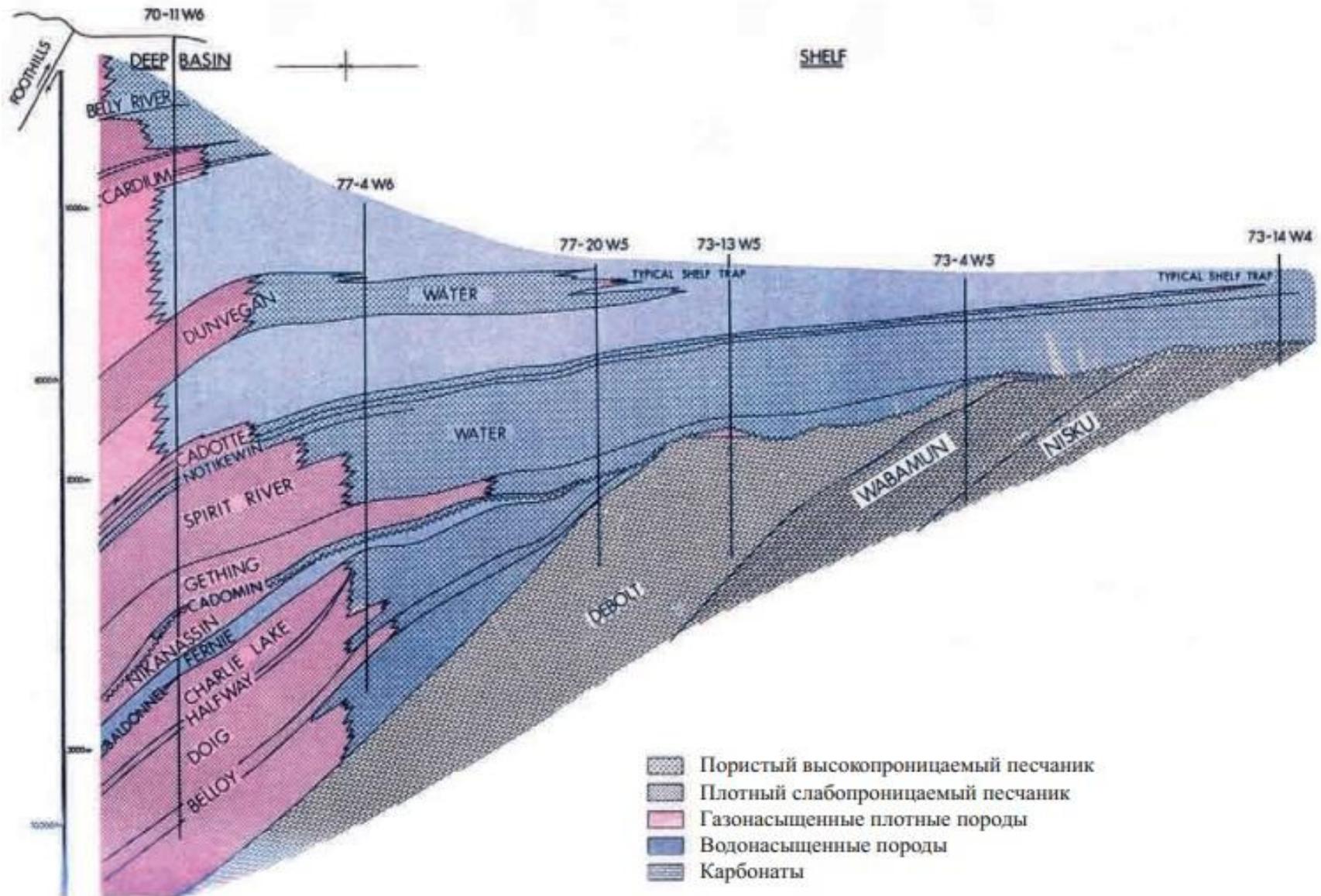


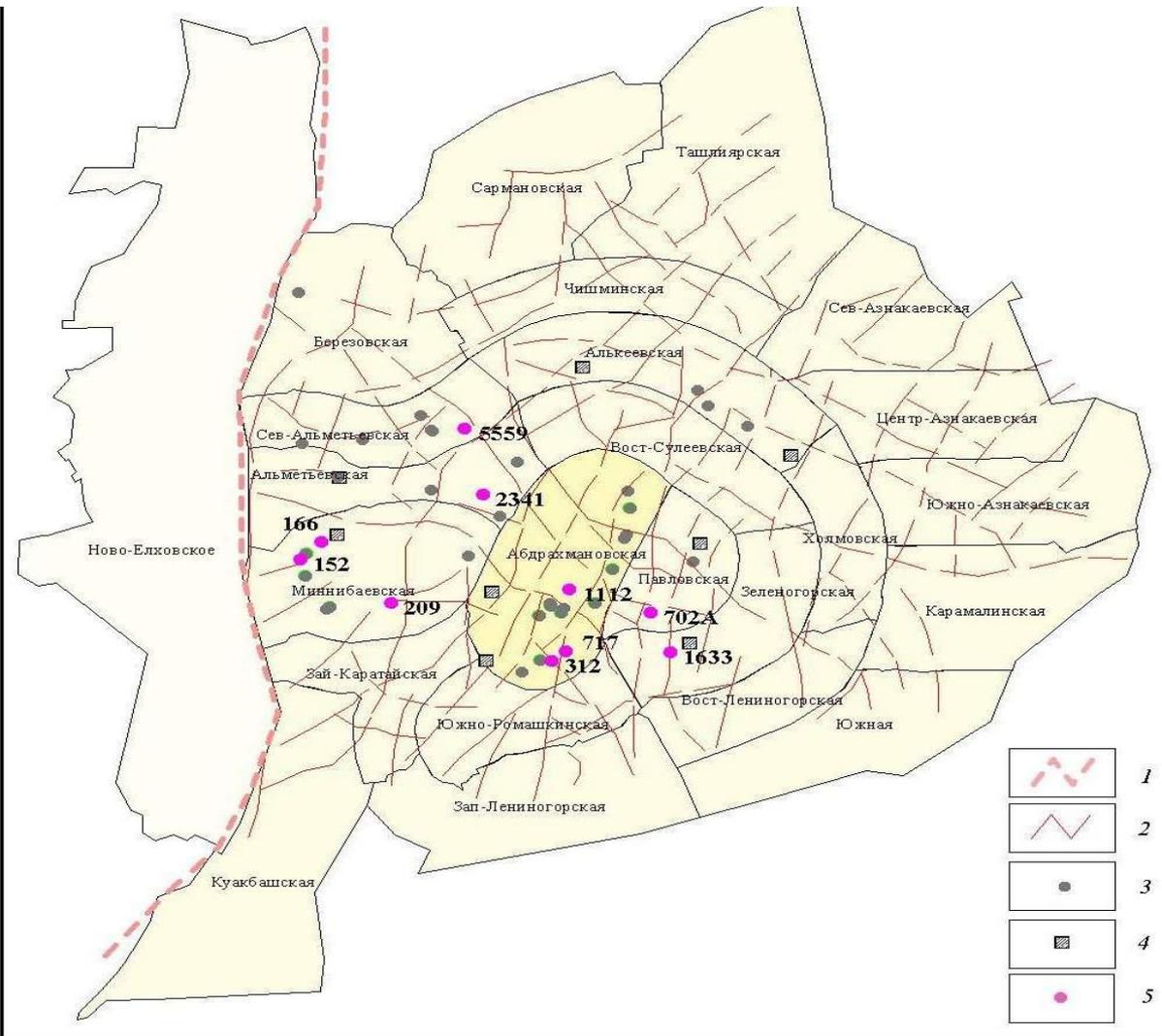
Рис 2. Разрез месторождения Deep Basin [17]

# **Формирование и переформирование крупных месторождений нефти и газа.**

**В пределах Татарстана под руководством Р.Х. Муслимова были проведены исследования Ромашкинского месторождения. Толчком к изучению послужило несоответствие начальных прогнозных ресурсов Татарстана, из которых уже извлечено 3 млрд. т. нефти и полученных на основе геохимических анализов доманикитов палеозоя с оценкой их нефтегенерационного потенциала в объеме 709 млн.т.**

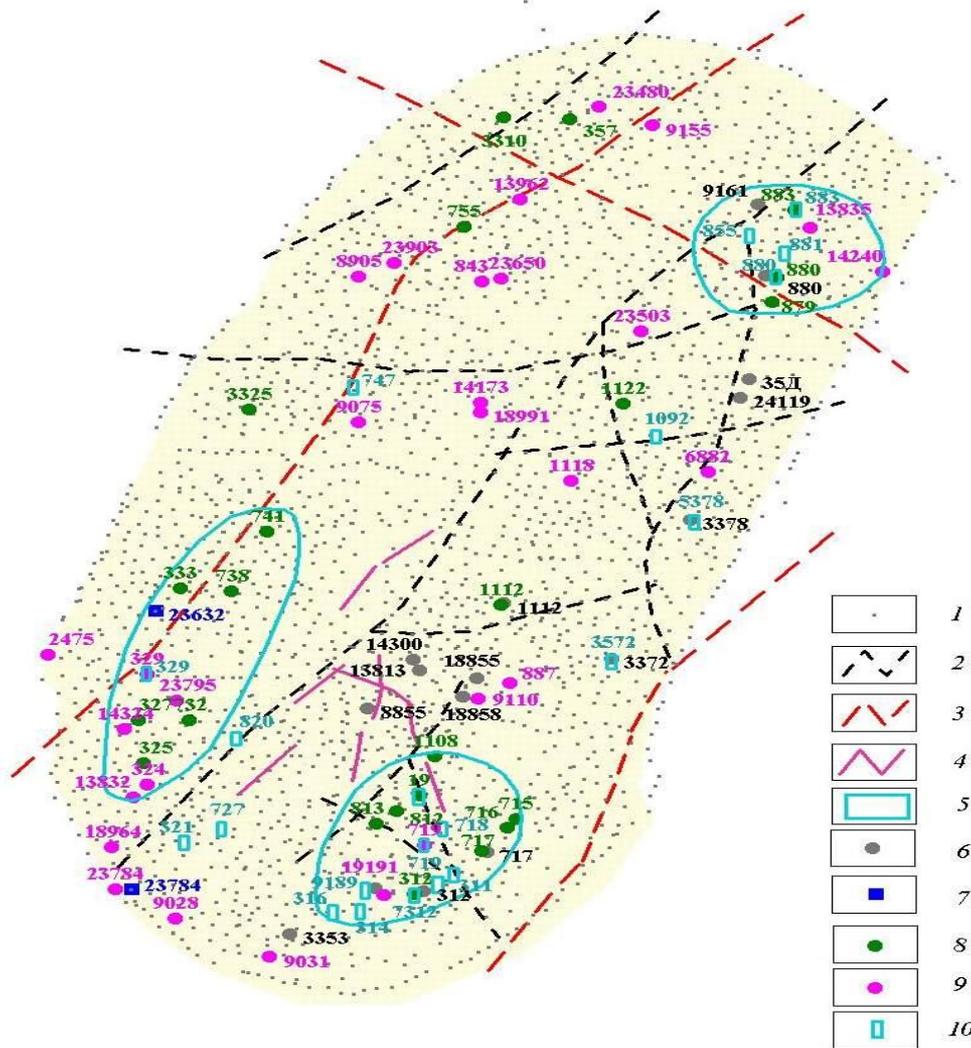
**Выделены скважины с аномальными параметрами: с инверсиями дебитов, появившимися после длительного простоя; с накопленной добычей более 1 млн. т; накопленной добычей нефти, превышающей добычу воды и другими параметрами, указывающими на признаки современного подтока нефти в районах аномальных скважин. Скважины сгруппированы по зонам, которые расположены вблизи разломов фундамента и в зонах**

# Схема расположения объектов исследования на Ромашкинском месторождении



1 - Алтунино-Шунакский прогиб, 2 – разломы кристаллического фундамента, 3 - скважины, в которых отобраны пробы нефти, 4 - скважины, в которых отобраны образцы керна из кристаллического фундамента, 5 - аномальные скважины по комплексу исследований

# Схема расположения аномальных зон в пашийских отложениях на Абдрахмановской площади



ных разломов фундамента;

3 - оси региональных разломов кристаллического фундамента; 4 - оси прогибов; 5 - аномальные зоны; 6 - скважины, в которых отобраны пробы нефти; 7 - скважины, в которых отобраны образцы керна из фундамента

# **Теория дегазации Земли** Theory of the Earth degassing

**Большой вклад в изучение вопроса генезиса нефти внес А.Н.Дмитриевский. Ранее, в 1990-х гг он развивал «бассейновое» направление нафтидогенеза, позднее он стал последователем флюидодинамической концепции Б.А.Соколова, стал автором теории дегазации Земли. При перемещении глубинных флюидов от внутренних геосферных оболочек к внешним происходит их существенное преобразование. Энергетика процессов ядра и нижней мантии переводит флюиды в «закритическое» состояние, когда флюиды представлены только ядрами элементов. По мере перемещения к внешним геосферам ядра элементов приобретают электронные оболочки и формируются глубинные восстановленные флюиды. Изменение условий фильтрации может снова привести к потере ядрами**

# Теория дегазации Земли

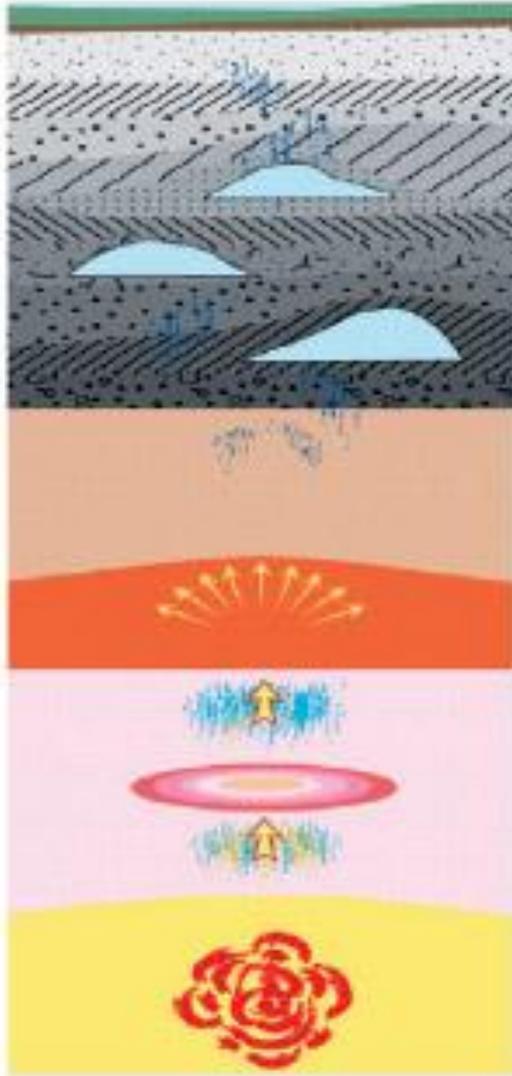


При снижении температуры отмечается формирование гидротермальных растворов. Восстановленный состав флюидов и наличие в них водорода и углерода определяют возможность минерального синтеза углеводородов.

Минеральный синтез углеводородов может происходить как в глубокозалегающих флюидизированных очагах, так и в пространственно-временных диссипативных структурах, сформировавшихся в результате энергетического воздействия.

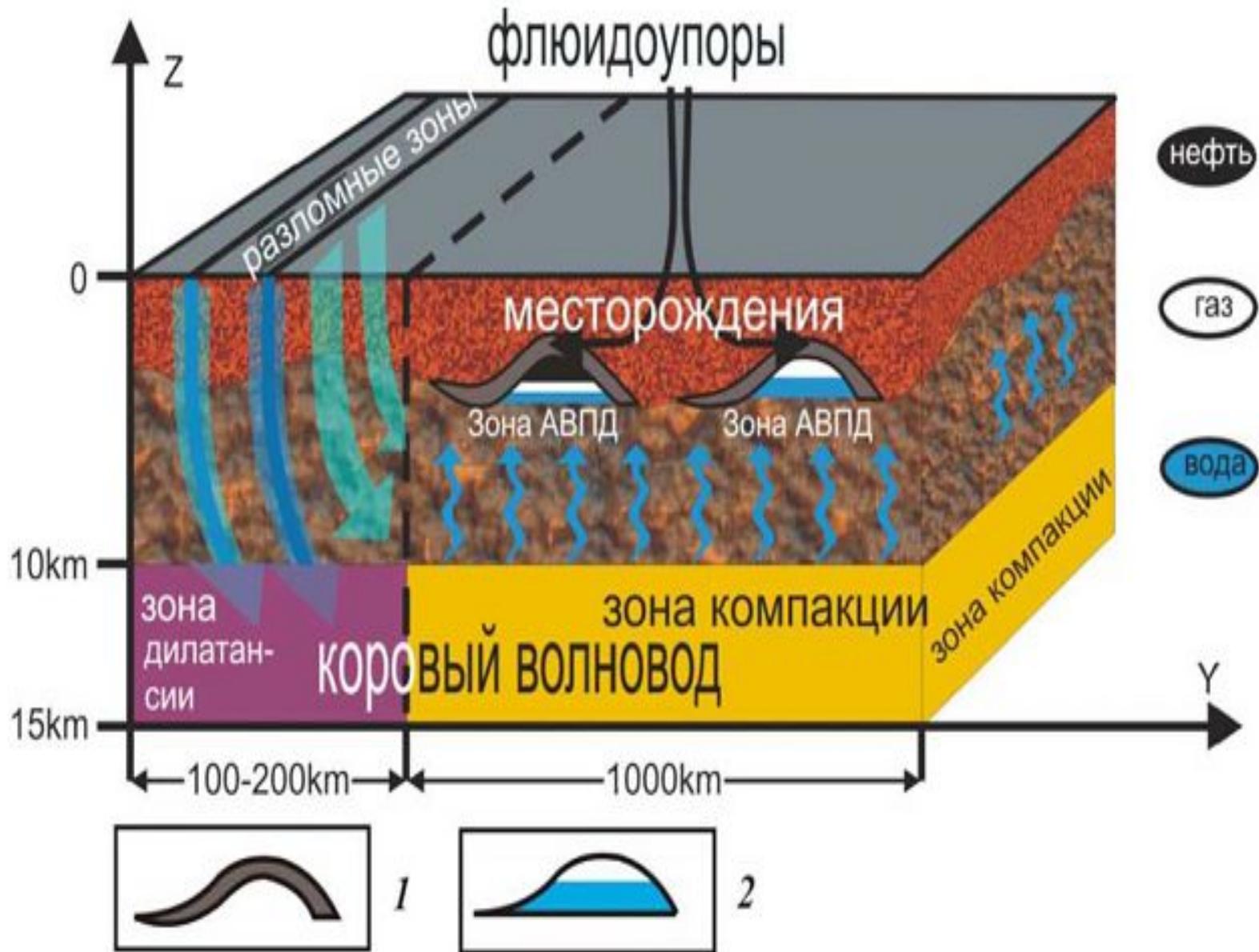
В пределах осадочного чехла происходит дальнейшее преобразование и трансформация глубинных флюидов и

# Теория дегазации Земли



**Процессы дилатансии и компакции в коровом волноводе**

# Теория дегазации Земли



# Биосферная теория нефтеобразования

## Biosphere theory of oil formation

Биосферная концепция (А.А.Баренбаум) связывает образование УВ с геохимическим круговоротом на Земле углерода и воды, в котором активное участие принимает биосфера. В соответствии с биосферной концепцией, углерод биосферы циркулирует через земную поверхность в трех основных циклах круговорота.

**Первый** цикл с характерным временем  $\sim 10$ - $100$  лет вызван круговоротом углерода в биосфере, включая ее подземную часть. **Второй** цикл с периодом  $\sim 10^6$ - $10^7$  лет обусловлен преобразованием в земной коре захороненной органики (а также карбонатов) при осадконакоплении.

**И третий** цикл продолжительностью  $\sim 10^8$ - $10^9$  лет может быть связан с погружением углеродсодержащих пород в мантию при субдукции литосферных плит.

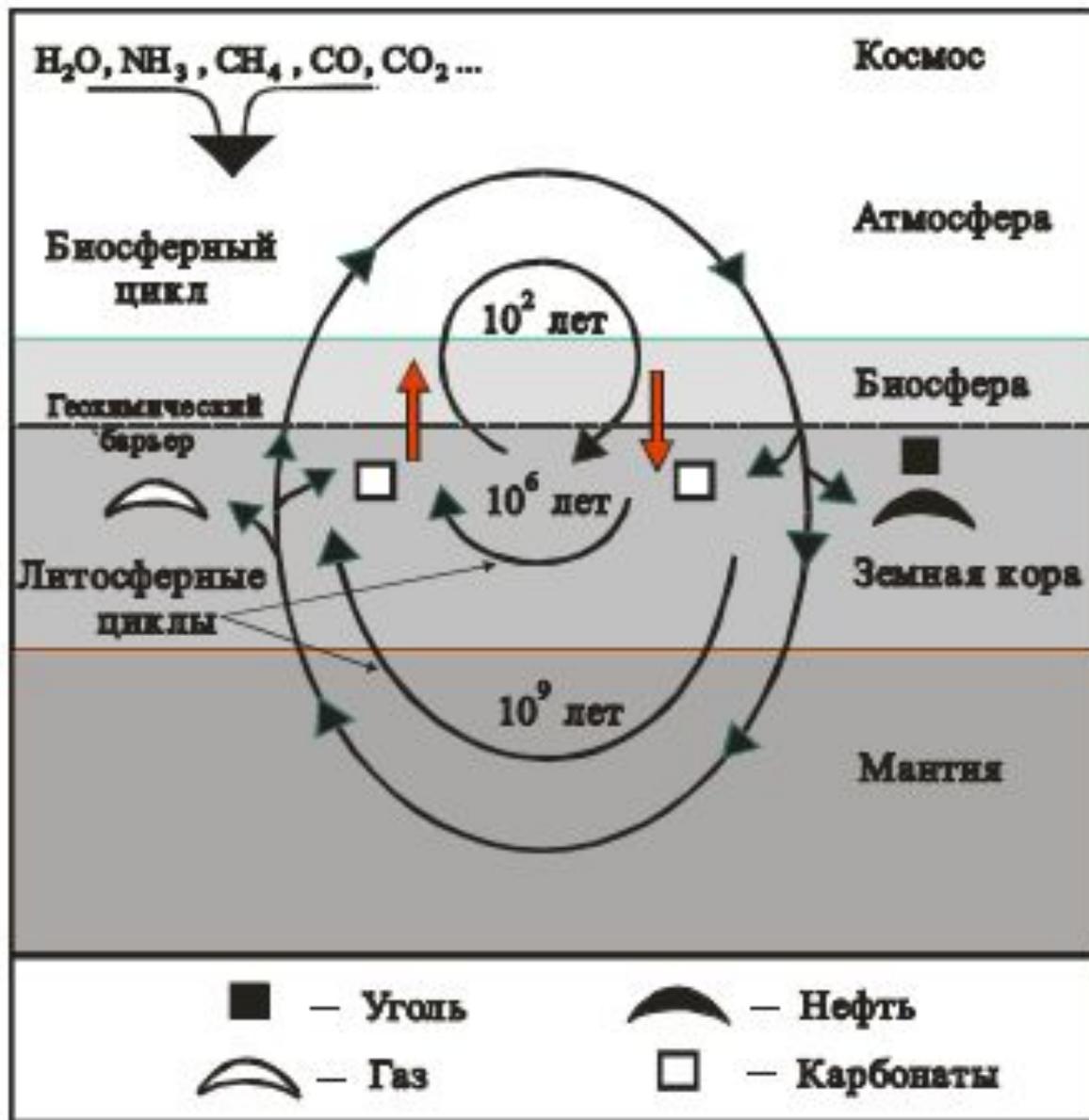


Рис. 3.1. Схема глобального круговорота углерода на Земле

carbon cycle

**Осадочно-миграционная  
теория  
нефтеобразования**

**The sedimentary-migration theory**

# **Осадочно-миграционная теория**

## **нефтеобразования**

**В осадочных породах содержание РОВ, как правило, не превышает 1-2%. Широко распространены концентрации менее 0.1 %. Наиболее бедны РОВ красноцветные и карбонатные породы. В отдельных случаях концентрация РОВ превышает 20 %, такие породы относятся к горючим сланцам.**

**Принято оценивать содержание РОВ в осадочных породах по содержанию в них Сорг.**

**Среднее содержание Сорг.**

**в глинистых породах -1-1.1 %,**

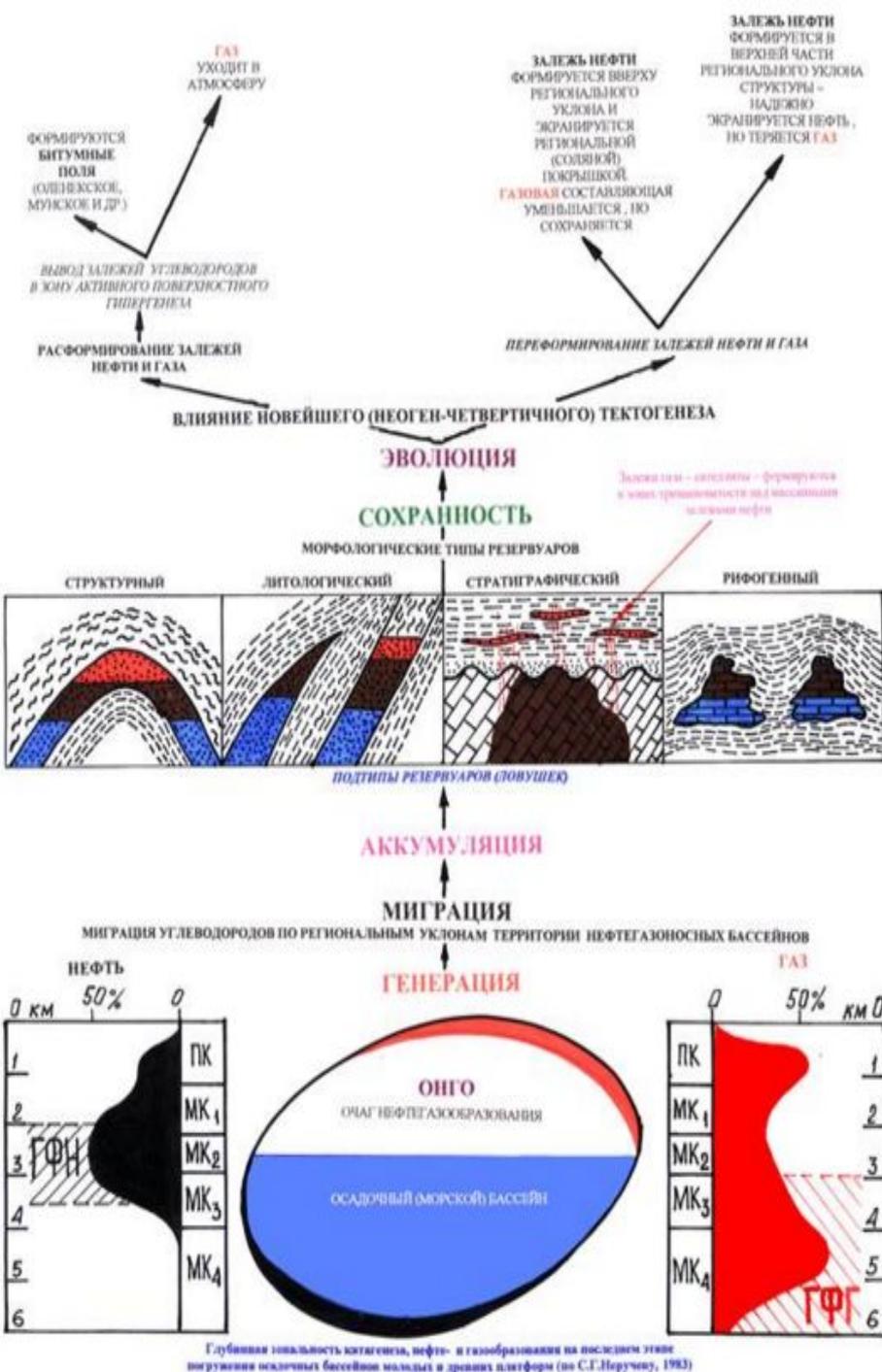
**в алеврито-песчаных - 0.3-0.4%,**

**в мергелях - 0.4%,**

**в карбонатах -0.2%.**

# Стадии онтогенеза

## stage of ontogenesis



# Осадочно-миграционная теория

## нефтеобразования

Стадию **мезокатагенеза** (МК) принято подразделять на 5 этапов, соответствующих пяти маркам каменных углей – МК1 (Д-длиннопламенные), МК2 (Г-газовые), МК3 (Ж-жирные), МК4 (К-коксовые) и МК5 (ОС-отощено-спекающиеся). Со стадией мезокатагенеза связаны основные события, составляющие процесс нефтеобразования.

На этапах МК1 и МК2 наиболее интенсивно в результате термокатолиза и мягкого термолиза (по Н.Б.Вассоевичу) происходит новообразование жидких и газообразных УВ. С этими этапами связана главная фаза нефтеобразования (ГФН), или главная зона нефтеобразования (по А.Э. Конторовичу) – нефтяное окно.

Согласно **вертикальной зональности генерации** углеводородов без учета вертикальной миграции флюидов и их перетоков в разрезе осадочных бассейнов распределены и первичные залежи УВ флюидов.

В целом же для большинства бассейнов сохраняется зональность сверху вниз: **газ—тяжелая нефть—легкая нефть—**

# **ШКАЛА КАТАГЕНЕЗА**

**Главная фаза нефтеобразования**

**Главная фаза газообразования**

**SCALE katagenesis**

**Main oil formation stage**

**The main phase of gas generation**

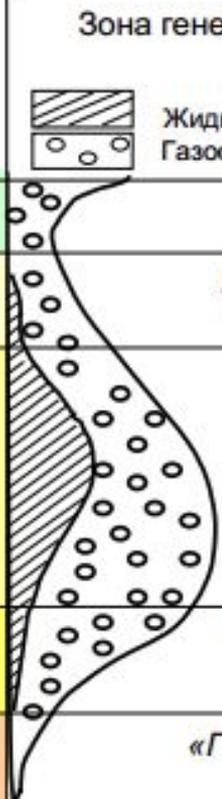
В процессе преобразования органического вещества при погружении его на глубину выделяют три основные фазы (стадии и зоны):

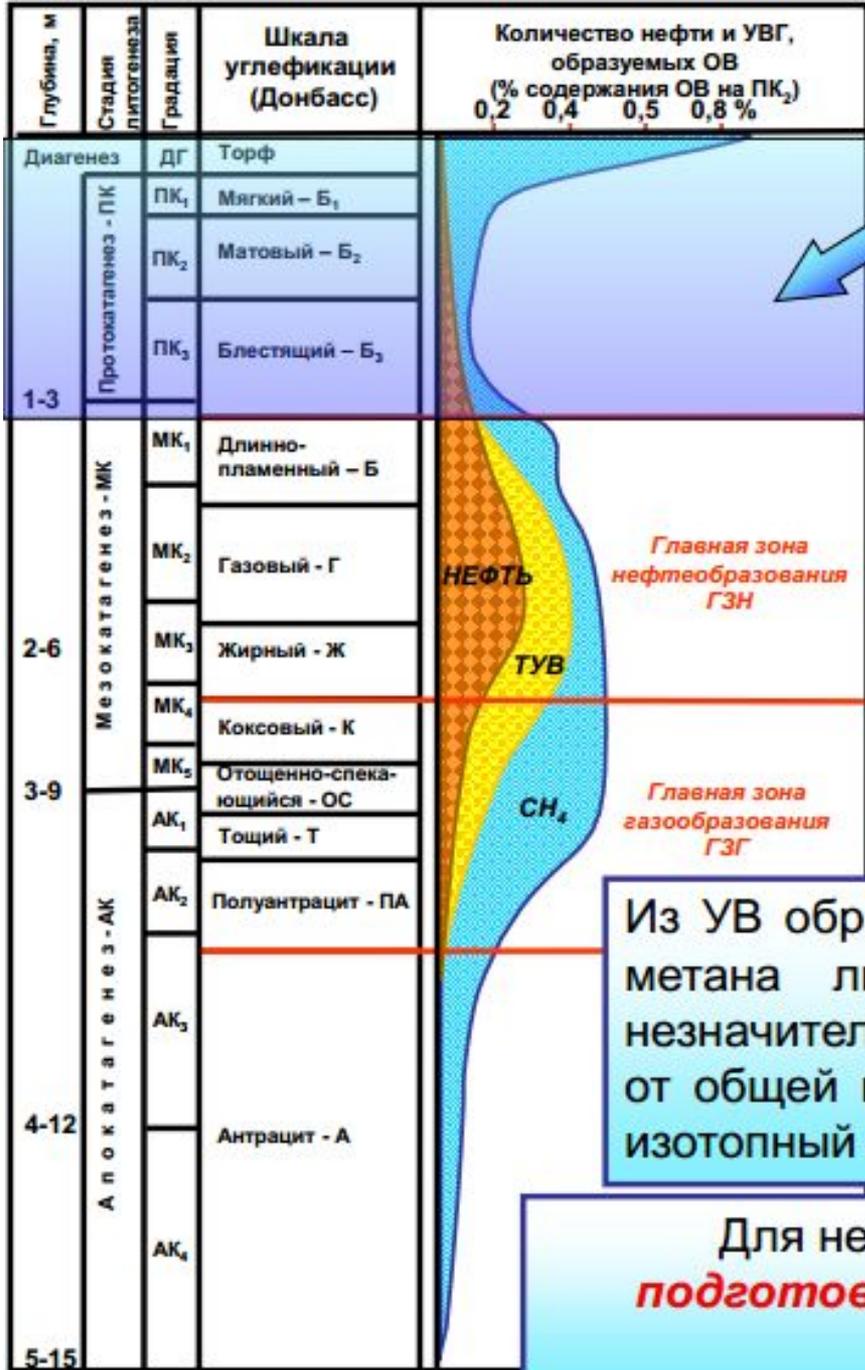
**Первая фаза – подготовительная стадия нефтеобразования – газогенерирующая зона**, соответствующая диагенезу и раннему катагенезу,

**Вторая фаза – главная стадия нефтеобразования - нефтегазогенерирующая зона**, отвечающая начальному этапу среднего катагенеза;

**Третья фаза – затухающая стадия нефтеобразования - нижняя газогенерирующая зона**, соответствующая позднему катагенезу (МК<sub>4</sub>-АК<sub>2</sub>).

**Схема генерации нефти и газа из ОВ на стадиях диагенеза и катагенеза**  
(по Н.Б. Вассоевичу, С.Г. Неручеву [1]).

Стадии и подстадии литогенеза	Зона генерации УВ и масштабы их генерации	Температура °С	Средняя глубина (км) зон генерации в осадочных бассейнах, осушенных или покрытых мелководными морями	Стадии формирования нефти
Диагенез	 Жидкие углеводороды Газообразные углеводороды	10...20	0,1...0,5	Подготовительная
катагенез	ранний <i>Катагенетическая верхняя, газогенерирующая</i>	20...65	0,5...1,5	
	средний <i>Катагенетическая, нефтегазогенерирующая</i>	65...150	1,5...5	Главная
	поздний <i>Катагенетическая нижняя, газогенерирующая</i>	150...250	5...7	
Метагенез (метаморфизм)	«Газового дыхания»	250...350	7...9	Затухающая
		> 350	> 9	



**1 фаза - газогенерирующая**  
 (отвечает диагенезу и протокатагенезу – градации Д<sub>г</sub>-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: CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, микрокомпонентами являются H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub>O, органические вещества. В морских субаквальных обстановках – еще и H<sub>3</sub> и H<sub>2</sub>S.

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:  $\delta^{13}\text{C}$  от -50 до -90 ‰.

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



**2 фаза – главная фаза нефтегазогенерирующая – главная фаза нефтеобразования (зона среднего катагенеза, отвечает этапам длиннопламенных, газовых и жирных углей градации МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>).**

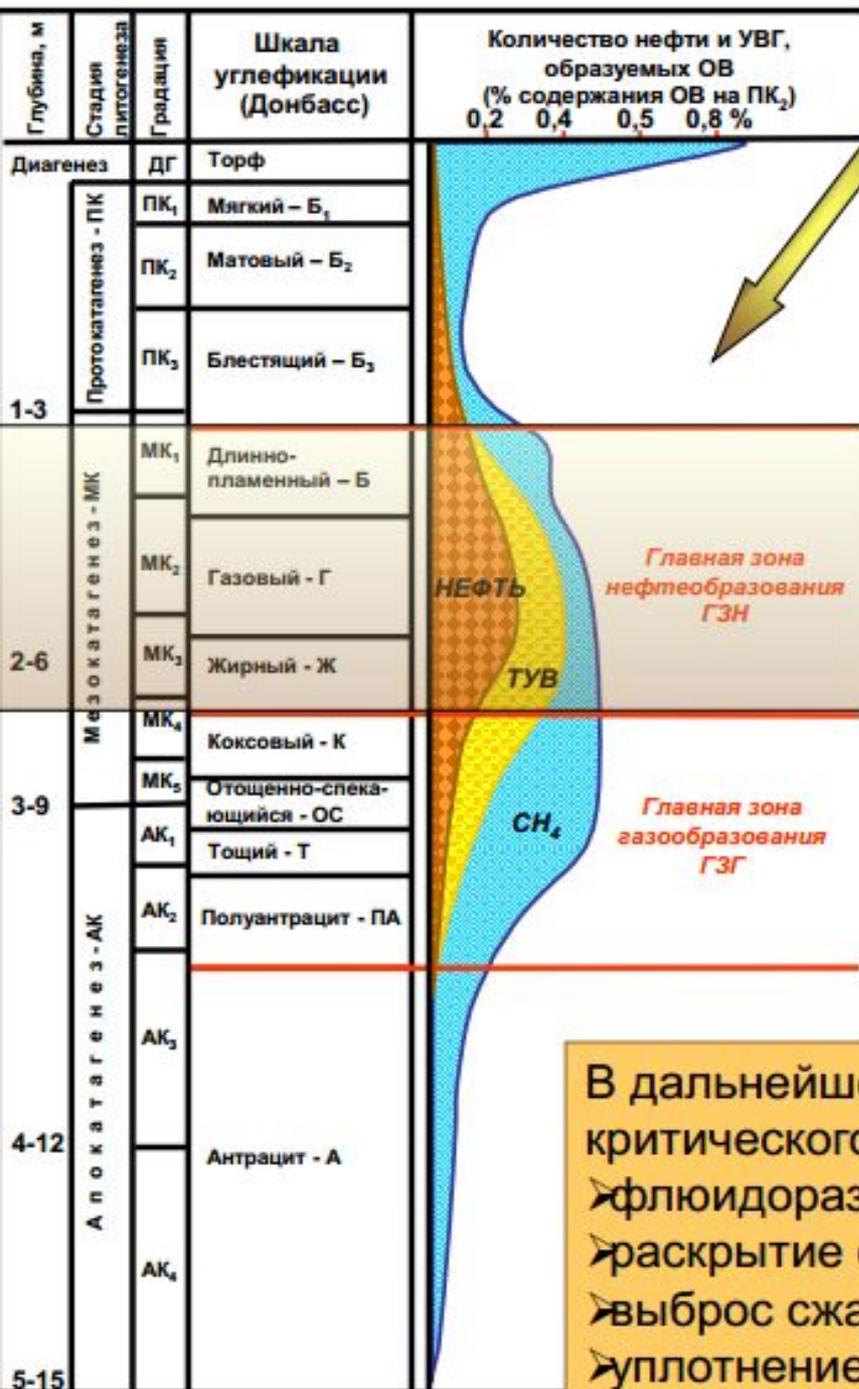
Происходит существенное преобразование молекулярной структуры ОВ с образованием значительного количества продуктов:

а) газообразных (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S);

б) жидких (H<sub>2</sub>O, нефтяные углеводороды)

Содержание микронефти в породах возрастает в несколько раз за счет обогащения ранее почти отсутствующими легкими углеводородами и резко усиливается ее эмиграция.

Рождается, отрываясь от материнской породы, собственно нефть. Этому сопутствует широкое развитие процесса газообразования с характерным высоким содержанием тяжелых газообразных УВ с изотопно относительно тяжелым метаном – δ<sup>13</sup>C от -37 до -45 ‰.



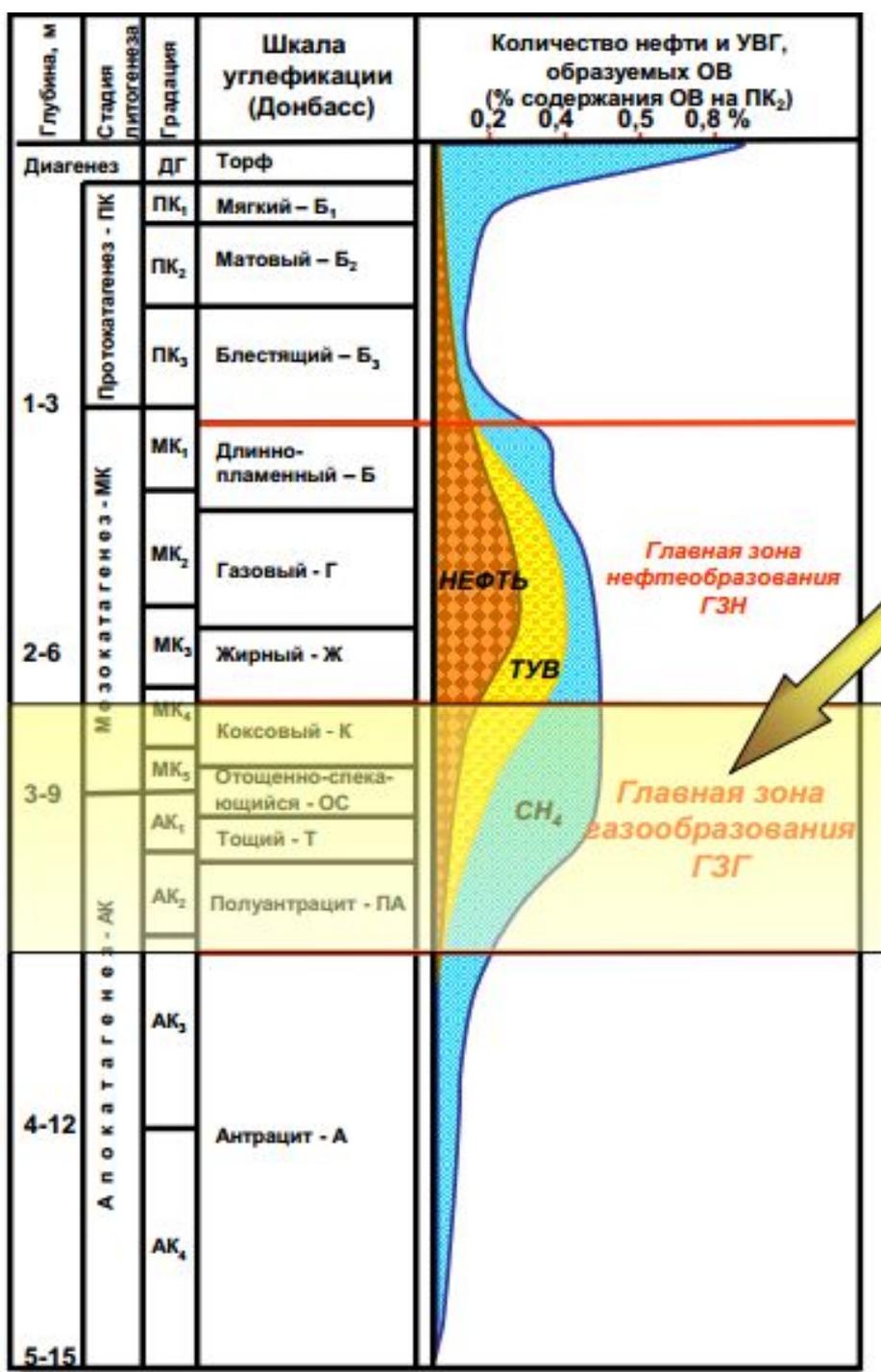
**2 фаза – главная фаза нефтегазогенерирующая – главная фаза нефтеобразования** (зона среднего катагенеза, отвечает этапам длиннопламенных, газовых и жирных углей градации МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>).

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 АДВ – 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].



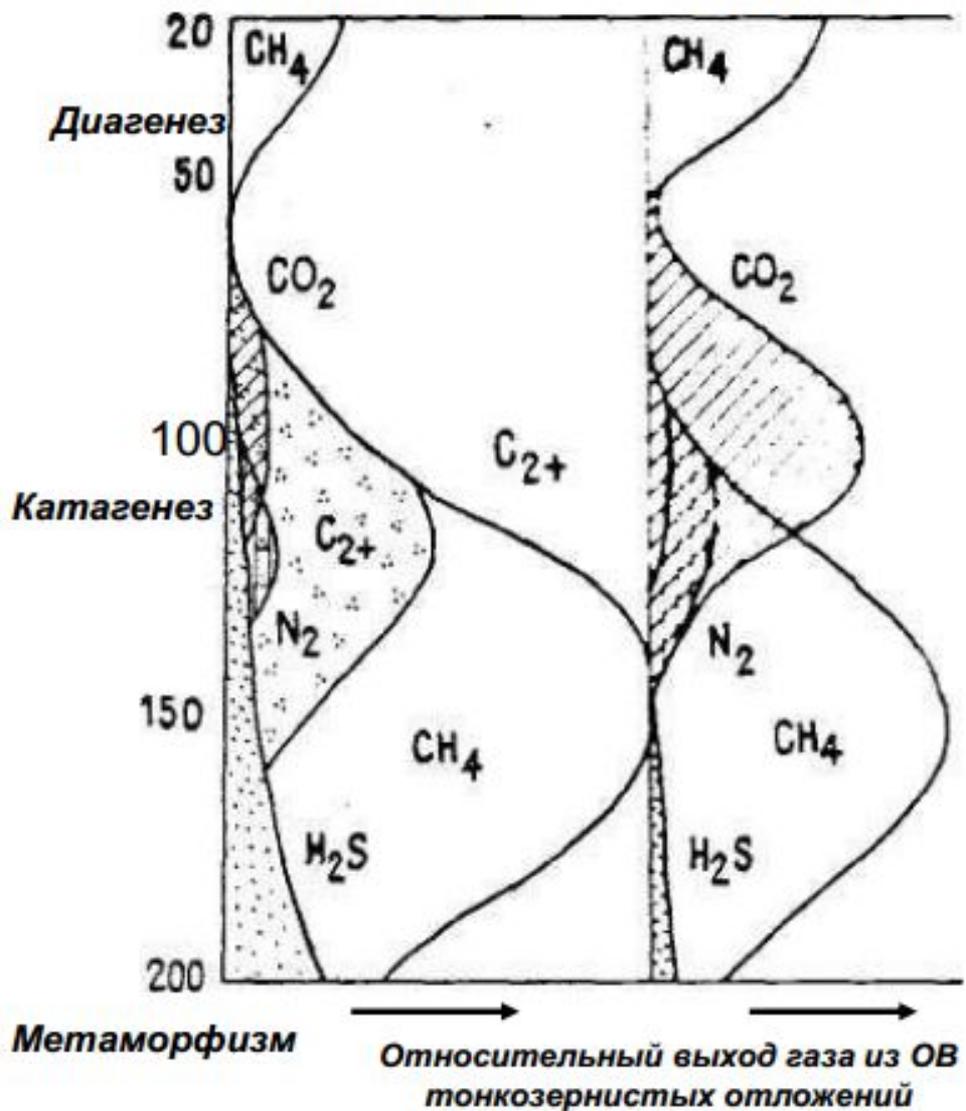
**3 фаза – главная фаза газообразования**  
(развивается в жестких термобарических условиях, характерных для среднего и позднего катагенеза - градации МК<sub>4</sub>-АК<sub>2</sub> - коксовые, отощенно-спекающиеся, тощие угли и полуантрациты)

Отличается тем, что ОВ генерирует **газоконденсат и газ.**

В конце этой фазы образуется главным образом метан, но в отличие от ГФН он имеет еще более тяжелый изотопный состав –  $\delta^{13}\text{C}$  от -30 до -36 ‰.

Для нефтеобразования эта фаза является **затухающей**

Органическое вещество  
сапропелевое                      гумусовое



**Кривая образования газа в осадочном бассейне в зависимости от глубины, по Дж. Ханту**

Процесс образования газа на стадиях литогенеза происходит в осадочном процессе с увеличением его относительного выхода по мере погружения осадков.

Вне зависимости от генетической природы органического вещества (гумусовое и сапропелевое) на **ранней стадии диагенеза** образуются метановые углеводороды нормального строения.

В дальнейшем по мере погружения на глубину и увеличения температуры и давления:

- **в позднем диагенезе** генерируется углекислый газ;
- **в катагенезе** – азот, метан и его гомологи, и в конечном итоге – сероводород.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЯНОГО  
ПОТЕНЦИАЛА ГОРНЫХ  
ПОРОД**

**DETERMINATION OF OIL  
POTENTIAL OF ROCK**

# Понятие «микроневфти»

- **Микро-нефть** – нефть, генерируемая нефтепроизводящей породой;
- Ее количество - **нефтематеринский потенциал** — количество микро-нефти, которое может генерировать данная порода (свита) за всю геологическую историю.

# Пиролизатор горных пород Rock-EVAL



- **МЕТОД ROCK-EVAL**
- **ОЦЕНКА НЕФТЯНОГО ПОТЕНЦИАЛА ОБРАЗЦОВ ГОРНОЙ ПОРОДЫ МЕТОДОМ ПИРОЛИЗА ПРИ ПРОГРАММИРОВАННОМ НАГРЕВЕ**
- **ПИРОЛИТИЧЕСКОЕ И ОКИСЛИТЕЛЬНОЕ РАЗЛОЖЕНИЕ ПРОБЫ ГОРНОЙ ПОРОДЫ С ПОСЛЕДУЮЩИМ ДЕТЕКТИРОВАНИЕМ ПРОДУКТОВ РАЗЛОЖЕНИЯ**

# Метод Rock-Eval

**Метод Rock-Eval - оценка потенциала на нефть образцов горной породы методом пиролиза при программируемом нагреве и пиролитическое и окислительное разложение проб породы с последующим детектированием продуктов разложения.**

**Rock-Eval признан на международном уровне как система, способная измерить следующие параметры с достаточной точностью:**

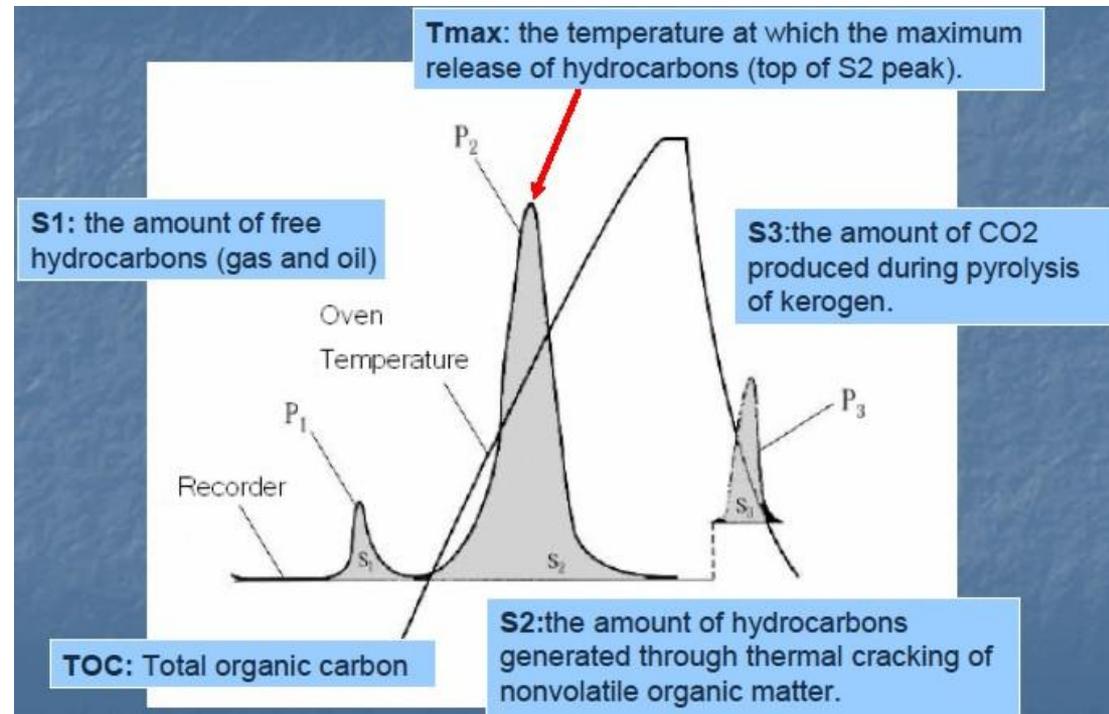
- Пики S1, S2, S3, S4, S5**
- Пик S3 с разделением сигналов CO и CO2**
- ТОС (Общий Органический Углерод )**
- Tmax**
- Тип карбонатов**
- Водородный индекс (HI) и кислородный индекс (OI)**



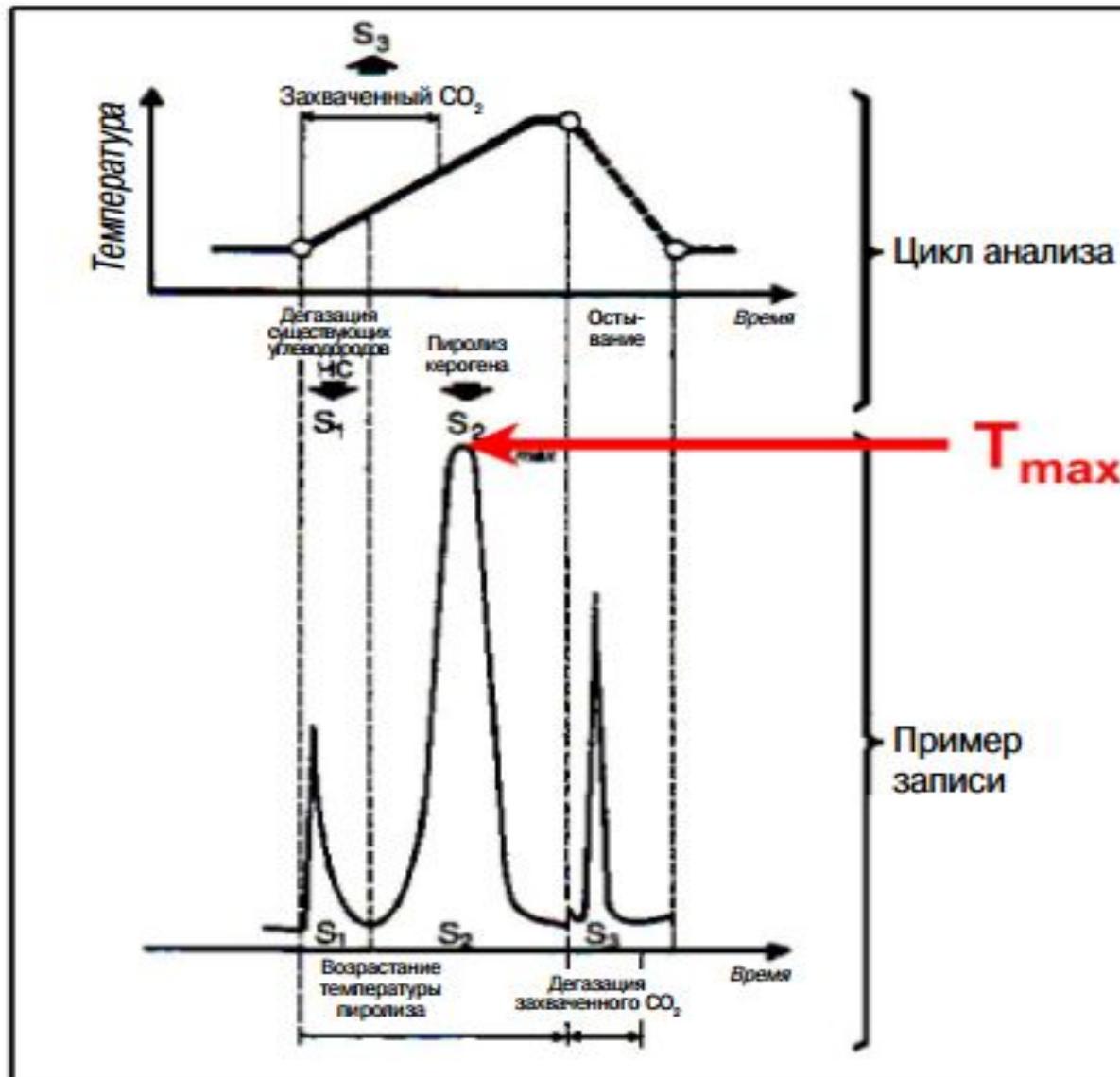
Аналитический цикл включает два основных этапа нагрева образца, в течение которых определяются пиролитические показатели, позволяющие получить характеристику степени катагенетической зрелости и генерационного потенциала исследуемой породы.

На первом этапе при кратковременном воздействии (3 мин) температуры до 300 °С из образца выделяются свободные и/или сорбированные (жидкие или газообразные) углеводороды, количество которых (в мг УВ/г породы) фиксируется и обозначается параметром “ $S_1$ ”.

**pyrolysis**

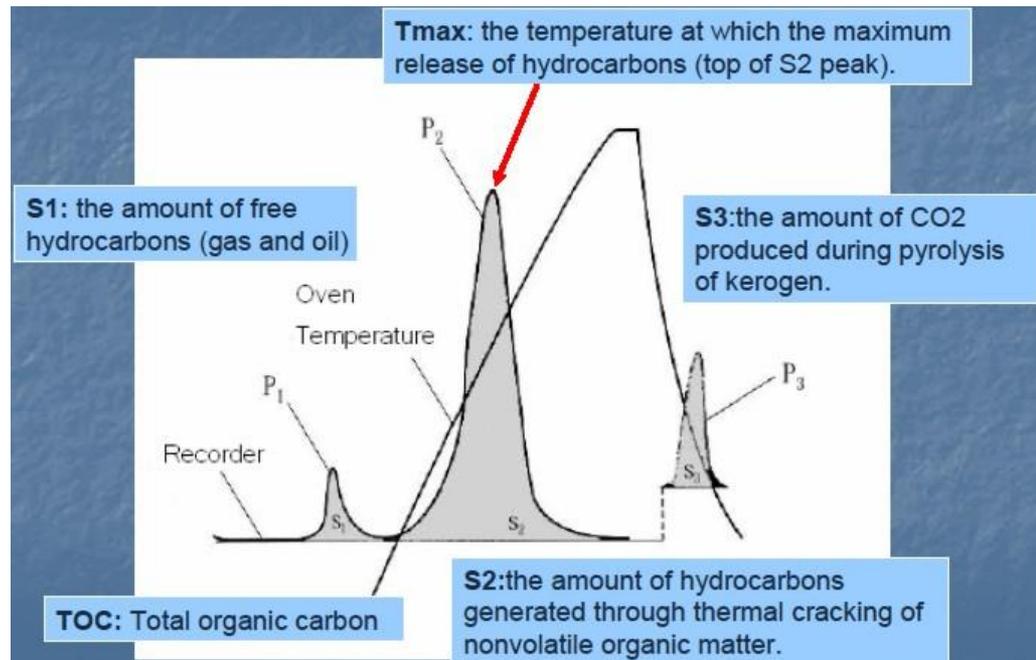


# Пиролиз



На *втором этапе* температура нагрева образца увеличивается до 600 °С. В этом режиме определяется количество УВ (в мгУВ/г породы), которые могут образоваться при полной реализации нефтематеринского потенциала - **параметр “S<sub>2</sub>”**- характеризующий остаточный генетический потенциал породы.

На *завершающем этапе* происходит сжигание остаточного керогена породы в токе кислорода в температурном диапазоне 600–620 °С. Это позволяет определить массу образующегося CO<sub>2</sub> и с учетом всех данных рассчитать содержание в породе Сор<sub>г</sub>.



В течение второго этапа аналитического цикла термического масс-спектрометрического анализа одновременно с параметром  $S_2$  определяется также температура максимальной генерации УВ при пиролизе керогена - **параметр “ $T_{max}$ ”**.

Значение этого параметра используется для оценки степени зрелости рассеянного органического вещества (РОВ) и выступает в качестве критерия выделения главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

Способность керогена генерировать УВ **нефтяного ряда** (главная зона нефтегенерации - ГЗН) характеризуется диапазоном значений  $T_{max}$  **435-460 °C**.

Помимо вышеперечисленных пиролитических показателей, получаемых аналитическим путем, для оценки нефтегазогенерационных свойств РОВ используется также и целый ряд расчетных параметров:

**“(S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>)”** - **генерационный потенциал породы** (в мг УВ/г породы) без учета эмигрировавшей массы УВ газов и битумоидов. По величине S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub> оценивают качество материнских пород: 2 мг/г - нефтематеринская порода с бедным потенциалом; от 2 до 6 мг/г - материнская порода с умеренным генерационным потенциалом; 6 мг/г - материнская порода с высоким генерационным потенциалом.

**“(S<sub>1</sub>/(S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>))”** - **индекс продуктивности (ОPI)** характеризующий процессы перераспределения УВ.

**“(S<sub>2</sub>\*100)/Сорг%”** - **водородный индекс (HI)**, который используется для определения типа керогена, а также степени реализации нефтематеринского потенциала пород. По мере роста зрелости HI уменьшается.

**“(S<sub>1</sub>\*100)/Сорг%”** – **битумный индекс (BI)**, который указывает на удельное содержание (по отношению к керогену) свободной микронефти (мг мН/г ТОС).

# Классификация нефтегазоматеринских пород по углеводородно- генерационному потенциалу

Стадии зрелости		$T_{\max}^*$	ОPI	Характер продуктов генерации
незрелое		<435	<0,10	жирные газы, тяжелые нефти
	ранней зрелости	435-445	0,10-0,15	нефти
зрелое	пик нефтегенерации	445-450	0,25-0,40	нефти
	поздней зрелости	450-470	>0,40	легкие нефти, конденсаты, жирные газы
сверхзрелое		>470	-	газы

## Индекс водорода для разных типов керогена и тип генерируемых углеводородов

Тип керогена	HI (мг УВ/ C <sub>орг</sub> )	Преимущественный состав генерируемых углеводородов
I	>600	нефть
II	300-600	нефть
II/III	200-300	нефть и газ
III	50-200	газ
IV	<50	практически не генерирует углеводородов

“(S<sub>2</sub>\*100)/C<sub>орг</sub>%” - водородный индекс (HI), который используется для определения типа керогена, а также степени реализации нефтематеринского потенциала пород. По мере роста зрелости HI уменьшается.

## Стадии термической зрелости органического вещества ( в отношении способности нефтегазогенерации) по параметрам пиролиза Rock Eval

Стадии зрелости		$T_{\max}^*$	OPI	Характер продуктов генерации
незрелое		<435	<0,10	жирные газы, тяжелые нефти
ранней зрелости		435-445	0,10-0,15	нефти
зрелое	пик нефтегенерации	445-450	0,25-0,40	нефти
	поздней зрелости	450-470	>0,40	легкие нефти, конденсаты, жирные газы
сверхзрелое		>470	-	газы

$[“S_1/(S_1+S_2”)”]$  - индекс продуктивности (OPI)  
характеризующий процессы перераспределения УВ