

**Геохимические методы при поиске и  
разведке месторождений  
нефти и газа**

Геохимические исследования – это составная часть комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ.

По классу решаемых задач они подразделяются на 3 группы:

- 1) прогноз вероятной нефтегазоносности региональных и локальных элементов, нефтегеологическое районирование территории (методы диагностики и выделения нефте- и газопродуцирующих отложений, оценки нефте- и газообразования в них, включая определение палеообстановок осадконакопления и глубин максимальных палеопогружений);
- - решение генетических задач нефтегазообразования (методы выявления условий первичной и вторичной миграции углеводородов, условий аккумуляции и сохранения их в ловушках, количественного прогноза нефтегазоносности).

- 2) геохимические методы поисков месторождений нефти и газа, вошедшие в геологическую литературу под названием «прямых геохимических поисков» (ГПНГ), имеют своей целью оценку продуктивности конкретных структур или площадей. Они включают различные виды геохимических съемок и геохимический (в том числе и пиролитический) каротаж;
- 3) геохимические методы выявления продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах (преимущественно методы газового каротажа и битуминологические).

- **На региональном уровне** при исследовании бассейна в целом или крупных частей бассейна (отдельных впадин или прогибов) целью геохимических исследований является определение условий и масштабов нефте- и газообразования в конкретном очаге.
- Для осуществления этой цели следует решить следующие задачи:

- 1. Выделение нефтематеринских (НМ) свит, определение их категорий, установление их внутреннего строения (характер переслаивания, соотношение литотипов и др.).
- 2. Определение содержания ОВ и битуминозных компонентов (пределы колебаний, установление средних, медианных и модальных значений). Установление генетического типа ОВ и битуминозных компонентов, генерационного потенциала ОВ, породы, толщи и других, изменения этих свойств по разрезу.

- 3. Выявление степени реализованности генерационного и эмиграционного потенциалов ОВ прямыми методами (по изменению основных геохимических параметров) и косвенными (в зависимости от имеющейся информации) - по уровню катагенетической преобразованности ОВ и вмещающих пород. Определение степени катагенеза проводится различными способами (углепетрографическими, минералогическими, пиролитическими, геохимическими и др.).

- 4. Расчет коэффициентов эмиграции.
- 5. Расчет удельной плотности эмиграции, плотности эмиграции жидких УВ и с учетом объема НМ пород в очаге - общего количества эмигрировавших жидких продуктов.
- 6. Установление возможного общего количества жидких углеводородов, способных попасть в ловушки с учетом миграционных потерь, коэффициента аккумуляции и других, то есть определение геологических ресурсов бассейна объемно-генетическим методом.
- 7. Выделение участков вероятных скоплений УВ.



- **При локальных нефтегеологических работах ставятся следующие геохимические задачи:**
  - 1. Выявление продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах.
  - 2. Установление генетических связей нефтей конкретных залежей с определенными НМ толщами.
  - 3. Определение корреляционных связей геохимических параметров нефтей разных залежей (установление возможностей перетока УВ и т.д.).

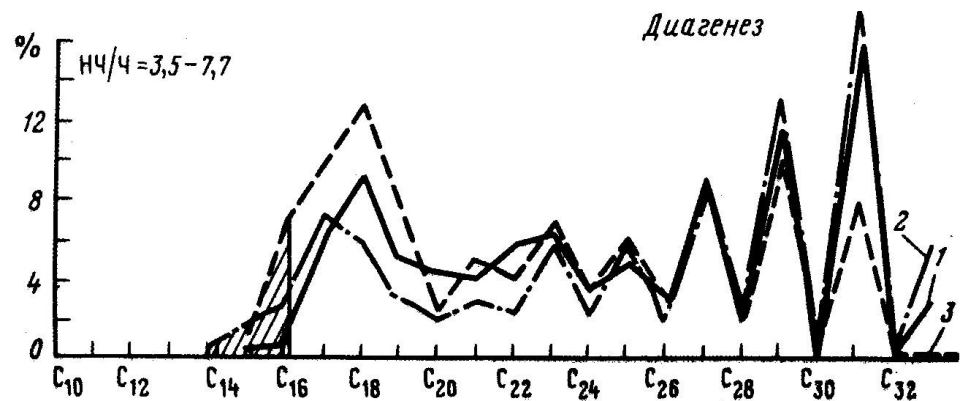
- 4. Выявление направленности характера изменения свойств нефтей в пределах одной залежи и в группе залежей, установление возможной геологической (гидрогеологической, литологической и др.) обусловленности этих изменений.
- 5. Обоснование свойств и качества нефтей предполагаемых залежей.

# Формирование сингенетического органического фона пород

- Концентрация и состав рассеянных УВ в осадочных породах (при отсутствии влияния залежей нефти и газа) в значительной мере определяются сингенетическим органическим фоном отложений.
- Под сингенетическим органическим фоном подразумевается часть поля концентраций УВ и связанных с ними неУВ компонентов, в пределах которой качественные и количественные изменения ОВ носят систематический (равномерный) характер.
- На фоне этих значений фиксируются аномалии, связанные с наличием залежей УВ.

- Сингенетичный фон формируется в зависимости от условий седиментации, количества и качества исходного органического материала и степени его преобразованности.
- В качестве показателей сингенетичного фона используются сведения о степени битуминозности ОВ, характеризующейся коэффициентом битуминозности ( $\beta$ ), его парамагнетизме, обогащенности водородом керогена, компонентном составе хлороформного битумоида (ХБ) и структуре его составных частей, характере распределения алканов, металлопорфиринов и некоторых групп аренов в ХБ.

В современных осадках морей основным элементом всех компонентов ХБ являются длинные парафиновые цепи, сопряженные с кислородными группировками.



В компонентах ХБ гумусовых осадков в ряду н-алканов только 2-5 % соединений до  $C_{16}$ .

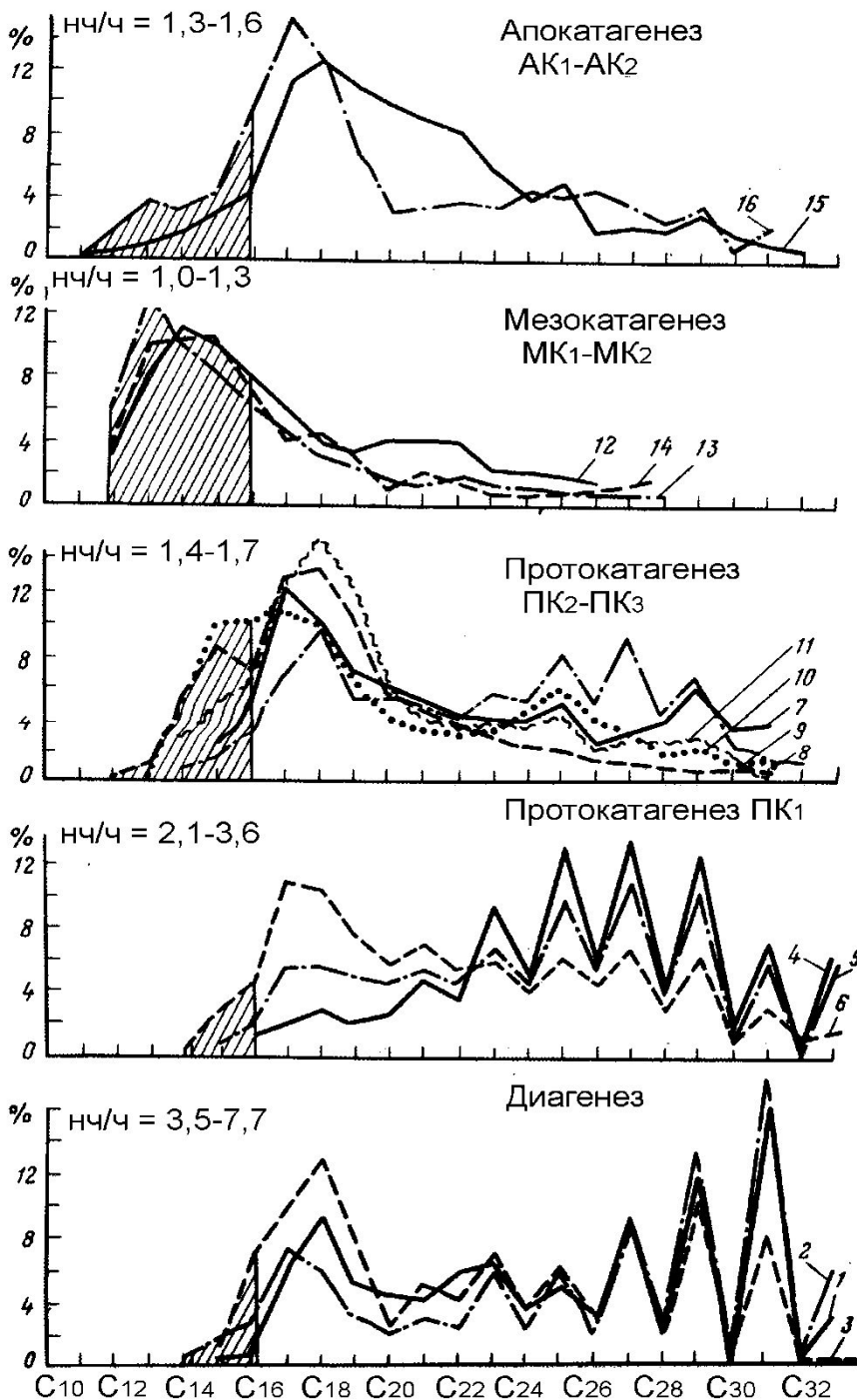
- Начиная с  $C_{22}$  доминируют н-алканы с нечетным числом атомов углерода, коэффициент нечетности (CPI) составляет 3-8. Среди алканов изопреноидного строения отсутствуют соединения до  $C_{16}$ , а 50% приходится на пристан ( $C_{19}$ ) и фитан ( $C_{20}$ ).

>

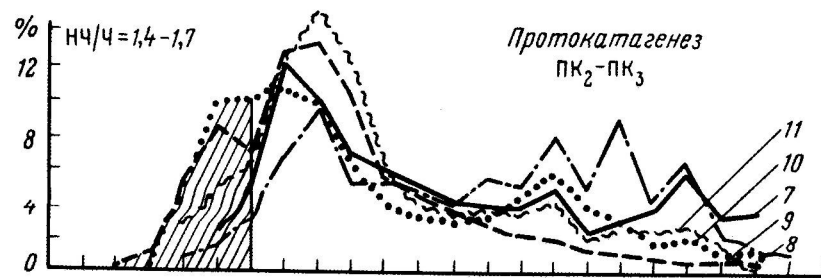
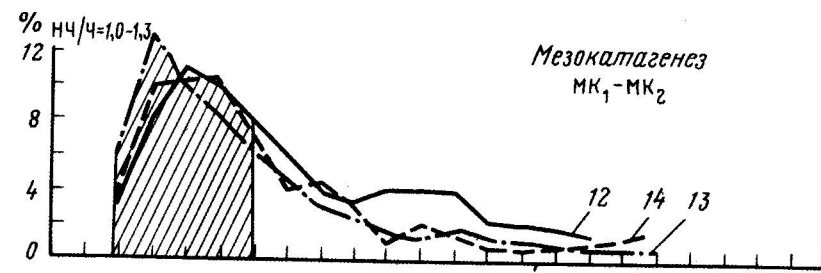
# Распределение n-алканов в ХБ гумусовой природы

На стадии раннего протокатагенеза ( $ПК_1$ ) ОВ еще сохраняет свойства, присущие диагенетическому этапу, но уменьшается количество кислородных структур,  $СРІ$  уменьшается до 2,0-3,5.

На стадиях  $ПК_2$ - $ПК_3$  увеличиваются степень битуминозности и содержание в ХБ легких алканов,  $СРІ$  продолжает снижаться.



Этап мезокатагенеза (МК) является переломным в общем цикле преобразования ОВ и знаменуется скачкообразным переходом количественных и качественных показателей.



- Коэффициент битуминозности ОВ ( $\beta$ ) достигает 100-180 мг ХБ/г  $C_{орг}$ , на порядок возрастает количество пара-магнитных центров.

- Около 50 - 70% от общего количества н-алканов приходится на соединения до  $C_{16}$ , максимальные содержания перемещаются в низкомолекулярную часть ряда,  $СРІ$  находится в пределах единицы.

- В компонентном составе ХБ от 50 до 80 % приходится на масляную фракцию и не более 2-4 % асфальтенов, а структурные свойства компонентов соответствуют аналогичным фракциям нефти.
- Уменьшается величина отношения суммы изопреноидов к сумме n-алканов от 0,6-0,4 (ПК) до 0,2-0,15 (МК).



- На более высоких этапах катагенеза (конец МК - АК), когда ОВ реализовало свои нефтепродуцирующие возможности, сингенетичный органический фон отложений обладает специфическими свойствами. Общая тенденция изменения количественных и качественных показателей проявляется в потере углеводородных соединений и разрушении УВ структур, снижении величины  $\beta$  (40-60 мг/г  $C_{орг}$ ), незначительном количестве среди n-алканов жидких соединений (не более 10-15 %) при максимальном содержании  $C_{17}$ - $C_{19}$  и величиной CPI - 1,3-1,6.

- Углеводородный газовый фон осадочных пород в значительной мере связан с вертикальной зональностью газообразования.
- В зоне *седиментогенеза* в Мировом океане только незначительная часть отмершего органического вещества захороняется в осадках, остальное ОВ растворяется в воде и микробиологическим путем утилизируется с образованием газов.

## *В диагенезе*

- *в окислительной зоне* (первые 0,5 м осадка) образование газов происходит за счет микроорганизмов. По весьма приблизительным расчетам А.Э. Конторовича гумусовое (арконовое) ОВ в этих условиях генерирует 1,5 г  $\text{CH}_4$  на 1 кг ОВ, а сапропелевое (алиновое) ОВ - около 2,5 г УВГ.

- В *восстановительной* зоне в условиях господства анаэробной микрофлоры интенсивность генерации УВГ резко возрастает – гумусовым ОВ продуцируется 13 г  $\text{CH}_4$  на 1 кг ОВ, а алиновым - 32,5 г УВГ.
- Это главная диагенетическая зона газообразования, а в случае сапропелевого ОВ она является и максимальной за всю историю литогенеза.

- На завершающем этапе диагенеза, когда широко развиваются процессы перераспределения аутигенных минералов и образования конкреций, действие анаэробной микрофлоры как фактора газообразования начинает ослабевать.
- Гумусовое ОВ генерирует уже только 4 г  $\text{CH}_4$  на 1 кг ОВ, а сапропелевое - 5 г УВГ.
- В целом, в диагенезе в зависимости от типа геохимических фаций в газы преобразуется от 30 до 90 % всего ОВ.

- В зоне ПК условия образования газового фона резко изменяются. Здесь уже начинают действовать во все возрастающих масштабах термокаталитические факторы генерации газов. Арконовое ОВ генерирует метана (на 1 кг ОВ): ПК<sub>1</sub> - 12,5 г, ПК<sub>2</sub> - 19 г, ПК<sub>3</sub> - 20 г; алиновое ОВ соответственно - ПК<sub>1</sub> - 10 г, ПК<sub>2</sub> - 28 г, ПК<sub>3</sub> - 27 г УВГ.
- Масштабы генерации углеводородных газов в условиях градаций МК<sub>1</sub> и МК<sub>2</sub> в общем сопоставимы с масштабами градации ПК<sub>3</sub>, но при этом резко возрастает доля тяжелых газовых углеводородов С<sub>2</sub>-С<sub>4</sub>.

- Фактические распределения рассеянных УВГ в осадочных породах при отсутствии залежей нефти и газа в значительной мере определяются влиянием факторов гипергенеза в течение геологического времени: Часть УВГ уносится метеорными водами, уничтожается микроорганизмами, рассеивается в атмосферу.

С другой стороны, некоторое обогащение пород УВГ может иметь место за счет разгрузки подземных вод и гидродинамических ловушек.

В итоге, при отсутствии влияния залежей, газовое поле верхних горизонтов, как правило, характеризуется небольшой концентрацией УВГ ( $10^{-4}$ – $10^{-2}$  см<sup>3</sup>/кг), которая зависит от конкретных геологических условий и обычно растет с ростом содержания ОВ в породах (особенно сапропелевого), а также частично с глубиной и по региональному погружению пластов.

В качественном отношении для указанных УВГ, в отличие от газов залежей, характерны близкие концентрации гомологов метана и непредельных газообразных УВ, а также практическое отсутствие парообразных ( $C_5H_{12}$  + высшие) компонентов.



Определение фоновых концентраций УВГ является одной из важнейших задач геохимических НГПР на конкретных площадях.

- Т. о., при проведении геохимических НГПР необходимо в первую очередь оценить отдельные участки исследуемой территории и разреза *по генезису и количественному содержанию в породах РОВ и УВГ.*

# Диффузия и миграция УВ в покрывающие отложения

- Рассеяние УВ из залежей нефти и газа в отличие от их миграции при заполнении ловушек и формирования залежей характеризуется следующими особенностями:
  1. Рассеяние УВ из залежей происходит в основном путем вертикальной (субвертикальной) миграции газообразных и частично парообразных компонентов по направлению к поверхности в отличие от преимущественно латеральной миграции УВ при образовании их скоплений.

- 2. Рассеяние УВ из залежей в покрывающие отложения происходит из постоянного источника при значительном перепаде давления и различных концентрациях УВ в залежах и в отложениях.
- 3. Мигрирующие из залежей УВ должны преодолевать при движении мощные глинистые и другие покрышки, экранирующие свойства которых обуславливают сохранность залежей в течение длительного геологического времени.

- 4. При миграции к поверхности преобладает движение микроколичеств н.м. (газообразных и частично парообразных) УВ. В период тектонической активности возможна миграция к поверхности по нарушениям нефти в целом, включая ее высокомолекулярные компоненты. Однако вследствие окисления нефти в зоне гипергенеза происходит сравнительно быстрая «закупорка» путей миграции.

- Большой перепад давления от залежей вверх по разрезу обуславливает возможность протекания процессов *фильтрации* (микрофильтрации),
- а разница концентраций вызывает процессы самопроизвольного молекулярного перемещения УВ - *диффузию* в указанном направлении.
- В целом можно говорить о сложном субвертикальном диффузионно-фильтрационном массопереносе УВ и других компонентов из залежей нефти и газа, что является научной основой геохимических методов поиска углеводородных скоплений.

- Основным *препятствием при фильтрации* УВ из залежей являются покрывки или породы-флюидоупоры. Наиболее распространенными покрывками являются глины и каменная соль.
- Степень герметичности глинистых пород-покрывок может быть ориентировочно оценена коэффициентом песчаности ( $K_{\Pi}$ ) - отношением суммарной мощности песчано-алевритовых пропластков и глинистых. Чем выше значение  $K_{\Pi}$ , тем при прочих равных условиях ниже экранирующая способность пород-покрывок.

- С уменьшением глубины залегания глин увеличивается их проницаемость, уменьшается «давление прорыва» газа.
- В то же время, с возрастанием глубины залегания и плотности пород по мере удаления влаги увеличивается их трещиноватость (эндогенные трещины). Экзогенные трещины образуются в результате тектонических процессов. А при миграции УВ из залежей вверх по разрезу основным является процесс микрофильтрации по трещинам и зонам нарушений.

- В количественном отношении трещиноватость горных пород характеризуется ***трещинной пористостью*** - отношением объема пустот, которые составлены открытыми трещинами, секущими определенный объем пород, к величине этого объема, и ***трещинной проницаемостью***, зависящей от величины раскрытия трещин, их густоты и ориентировки в пространстве.



- По всему разрезу, как на глубине, так и в обнажениях, наблюдаются одни и те же системы тектонических трещин. Поэтому такие показатели, как плотность трещин, их ориентировка и трещинная проницаемость, могут быть экстраполированы на глубину с дневной поверхности.

- Таким образом, миграция углеводородов, особенно газообразных, посредством фильтрации является важным процессом образования микроскоплений УВ (аномалий) в покрывающих залежь отложениях. При этом наличие глинистых пород (составляющих около 50% всех осадочных отложений) не является препятствием для указанного процесса.
- Можно допустить, что миграция происходит путем прорыва УВ через породы-покрышки (струйная миграция) и имеет местами пульсирующий характер. Повышенная тектоническая активность того или иного участка усиливает этот процесс.

- Межзерновая среда глинистых и других пород в случае размера пор менее 1 мкм при наличии в ней капиллярной и связанной воды будет практически непроницаемой для УВ. В этом случае особое значение приобретает процесс диффузии.
- *Диффузия* вещества - это самопроизвольное его перемещение на молекулярном уровне по направлению уменьшения концентрации. Повышенной диффузионной способностью характеризуются газообразные компоненты.

- Так как диффузия - молекулярное перемещение вещества, то скорость данного процесса повышается с ростом температуры. Поэтому для зон с повышенным температурным градиентом диффузия УВ должна протекать более интенсивно. С другой стороны с ростом давления сокращается средняя длина свободного пробега молекул, т.е. уменьшается скорость диффузии.

- Величина  $D$  зависит от строения УВ: снижается с ростом молекулярной массы углеводородов, ниже в случае разветвленных УВ. Последнее может быть связано с действием эффекта молекулярных сит.
- Повышение плотности пород, как правило, приводит к снижению значения  $D$ . Так, для долеритового вещества оно приближается к нулю.
- Диффузия УВ снижается с ростом влажности пород.

- В результате диффузионно-фильтрационного массопереноса УВ из залежи нефти и газа в покрывающих отложениях формируется так называемое *поле аномальных концентраций УВ*. Под аномалией подразумевается локальная часть поля концентраций, в пределах которой количественные и качественные характеристики углеводородов и связанных с ними компонентов существенно отличаются от нормальных. Количественная характеристика поля аномальных концентраций определяется контрастностью, т.е. отношением геохимических показателей, свойственных аномалии и фону.

- В соответствии с особенностями геологических условий приближенно можно выделить два типа регионов - с относительным преобладанием либо фильтрационных, либо диффузионных явлений.
- Преобладание *фильтрационного массопереноса* УВ наблюдается в районах с активным развитием элементов разрывной тектоники. Это складчатые территории и прилегающие к ним участки.
- На типично платформенных участках при наличии в покрывающих залежь отложениях глинистых толщ большой мощности, основную роль в субвертикальной миграции УВ играют процессы *диффузии*.

- При доминирующей роли процессов диффузии в приповерхностных горизонтах концентрация газообразных углеводородов невелика. Концентрации УВ в породах сверху вниз по разрезу изменяется монотонно. Аномалии не локализованы на узких участках и необязательно связаны с зонами нарушений: отмечается расплывчатость аномалий по всей площади. Часто в результате движения вод они заметно смещены от контура залежи. Их контрастность в приповерхностных горизонтах довольно низкая.



- При субвертикальной миграции из залежей УВ встречаются на своем пути разные барьеры (отложения, обогащенные ОВ, угленосные, соленосные породы и др.).
- Литогеохимический барьер - это толща пород, обладающая специфическими свойствами, обуславливающими задержку миграции, изменение направления основного потока УВ, необычное перераспределение отдельных компонентов в системе УВГ - ОВ - порода. Барьеры могут быть локальными (породы-покрышки и др.) и региональными.

- При проведении поисковых работ в районах распространения региональных геохимических барьеров важно учитывать особенности диффузионно-фильтрационного массопереноса УВГ. Это позволяет
- выяснить специфические и наиболее информативные поисковые геохимические показатели на различных уровнях разреза, ориентировочную глубину поискового зондирования и целесообразность его проведения в зоне, расположенной над барьером.
- получить принципиальную схему районирования территории по условиям применимости геохимических поисков с использованием тех или иных критериев.