

Породы -коллекторы

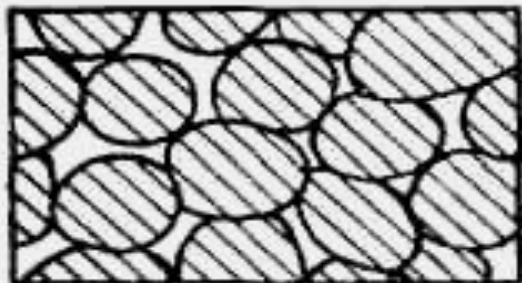
## Исследование порового пространства

- **Объекты исследования:**
- Полированные микрошлифы или макрообразцы пористых и трещиноватых горных пород
- Порода предварительно насыщается смолой с красителем для контрастирования структуры емкостного пространства пор.  
Съемка образца производится с помощью цифрового фотоаппарата или цифровой камеры с объективом.
- **Результат:**
- Количественная оценка структурных составляющих порового пространства с помощью стереологических параметров. Измерение длин и раскрытости трещин.

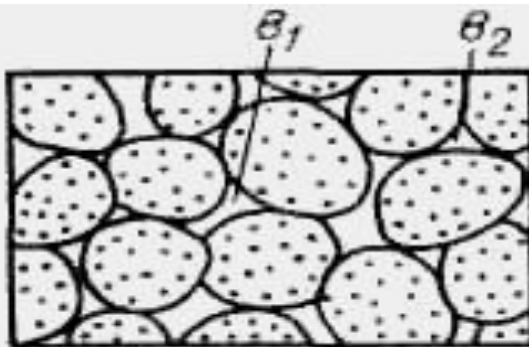
## Типы пустотного пространства

- ***Поры*** –пустоты между минеральными зернами и обломками пород. Размеры пор менее 1 мм и заключены в матрице (жестком каркасе породы)
- ***Каверны*** – пустоты в горных породах размером более 1 мм.
- ***Трещины*** – совокупность разрывов сплошности породы.

**Виды пустотного пространства пород (по О.Е. Мейнцер; 1923):** а – хорошо отсортированная высокопористая порода; б - плохо отсортированная низкопористая порода; в – хорошо отсортированная порода с пористыми зёрнами и очень высокой пористостью; г – хорошо отсортированная, но сцементированная порода пониженной пористости; д – порода с порами растворения; е – порода с трещинной пористостью



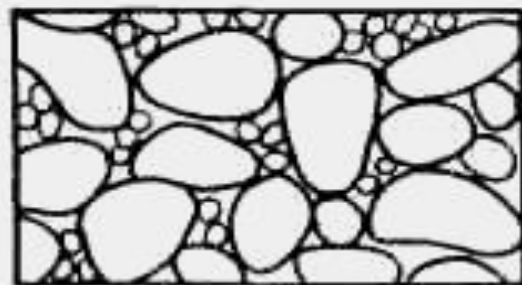
а



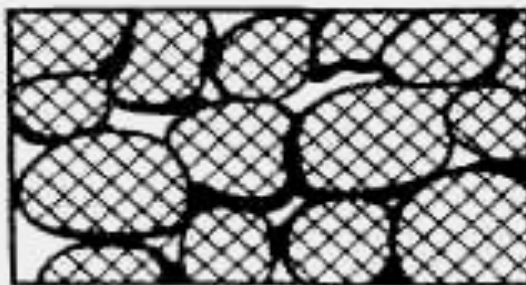
б



в



г



д



е

## Категории пор и трещин по размерам

- три категории:
- 1) **некапиллярные или сверхкапиллярные** (поры диаметром более 0,5 мм и трещины шириной более 0,25 мм)
- 2) **капиллярные** (поры от 0,5 до 0,0002 мм и трещины от 0,25 до 0,0001 мм) и
- 3) **субкапиллярные или ультракапиллярные** (поры менее 0,0002 мм и трещины менее 0,0001 мм)
- в некапиллярных пустотах содержатся свободные флюиды (вода, нефть и газ), движение которых находится под действием гравитационных сил или перепада давления.

# Пустотное пространство

- **в некапиллярных пустотах** содержатся свободные флюиды (вода, нефть и газ), движение которых находится под действием гравитационных сил или перепада давления.
- **в капиллярных пустотах** движение свободных флюидов находится под действием капиллярных или менисковых сил, а также гравитационных сил или перепада давления. Поскольку движение нефти и газа происходит в водонасыщенных коллекторах, то в капиллярных пустотах знак капиллярного давления на разделе фаз зависит и от таких свойств пород как гидрофильность или гидрофобность.
- **в субкапиллярных пустотах** - физически связанные или адсорбированные флюиды, крепко связаны с поверхностью минеральных частиц силами межмолекулярного притяжения и полностью закрывают просветы порово-трещинного пространства.
- **субкапиллярные пустоты** для жидкостей и газов практически **не проницаемы**. При высоких температурах и давлениях, когда капиллярные эффекты сводятся к минимуму или исчезают, движение флюидов по этим пустотам становится возможным.

## Первичные (или сингенетические) и вторичные (или эпигенетические) поры и трещины

- **Первичные пустоты** образуются между зернами обломочных и некоторых карбонатных пород
- одновременно с их формированием и
- обусловлены текстурными особенностями этих пород.
- **Вторичные пустоты** - результат катагенных, тектонических и гипергенных процессов,
- **Суммарный объем трещинных пустот** различного происхождения всегда меньше объёма пор и каверн и лежит в пределах от сотых долей процента до 2-3 %, редко превышая 5 %. В среднем он составляет 0,1-1 %.
- трещинные пустоты **прямолинейны, имеют большую протяженность и глубину проникновения**, влияя на фильтрационные свойства горных пород. Трещины с раскрытостью более 0,1 мм хорошо прослеживаются **визуально**.

## Основные свойства пород-коллекторов

- **Емкостно-фильтрационные (фильтрационно-емкостные) свойства пород (ЕФС или ФЕС) коллекторов, являются пористость, проницаемость и водонасыщенность.**
- ***Пористость горных пород*** - свойство, определяющее ёмкость породы - отношение объема всех пустот к общему объему породы.
- **Три вида пористости:** общая, открытая и эффективная. В практике используются также различные коэффициенты



## Пористость осадочных пород

- *Общая (абсолютная, полная, физическая) пористость* – это суммарный объем всех пор, каверн и трещин.
- Коэффициентом общей пористости  $K_{\text{п}}$  соответственно называется отношение суммарного объема всех пустот  $v_{\text{п}}$  к общему объему породы  $v$ :
- 
- $K_{\text{п}} = v_{\text{п}} / v.$

## Пористость осадочных пород

- **Открытая пористость** – это объем всех пустот, сообщающихся между собой. Она всегда меньше общей пористости, на величину объема изолированных или замкнутых пустот. Коэффициентом открытой пористости соответственно называется отношение объема сообщающихся пустот к общему объему породы.
- **Эффективная (динамическая, полезная) пористость**. Нефть и газ движутся не по всем открытым пустотам, а лишь по **некапиллярным и достаточно крупным** капиллярным пустотам.
- **эффективная пористость** – это совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации и из которых нефть может быть извлечена при разработке залежи. Неэффективными являются изолированные и сообщающиеся субкапиллярные поры.

## Пористость осадочных пород

- Коллекторские свойства породы определяются формой и характером пустот.
- **Величина пористости**
- **зависит** от формы и степени окатанности зерен, характера их взаимного расположения (укладки) и наличия цемента,
- **не зависит** от размера частиц, если порода состоит из одинаковых обломков.
- **Общая пористость**
- *в нецементированных песках* - 45 %, а открытая – 40 %,
- *у глин* пористость лежит в пределах 45-50 %.
- *у нефтеносных песчаников* нижний предел пористости обычно составляет 6-8 %. При меньшем значении они **теряют коллекторские свойства**.

## *Проницаемость горных пород*

- ***Проницаемость горных пород***
- определяет пропускную способность , т.е. - **коэффициент нефтеотдачи пласта** и производительность эксплуатационных скважин.
- **Различие пористости и проницаемости**
- Если пористость образована тонкими субкапиллярными порами, то породы могут быть практически лишены проницаемости, несмотря на высокую пористость. (Пористость глин - пористость песков).
- Вследствие этого они не могут пропускать и отдавать содержащиеся в них флюиды.

## Оценка проницаемости горных пород

- согласно линейному закону фильтрации Дарси
- **скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:**

$$u = \frac{Q}{F} = \kappa \frac{1}{\eta} \frac{\Delta p}{L}$$

- где  $u$  – скорость линейной фильтрации, м/с;
- $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени, м<sup>3</sup>/с;
- $F$  – площадь фильтрации, м<sup>2</sup>;
- $\eta$  - динамическая вязкость жидкости, 1 Па·с;
- $\Delta p$  – перепад давления, Па;
- $L$  – длина участка фильтрации (пористой среды), м.

- В Международной системе СИ
- *за единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость пористой среды, в которой при фильтрации через её образец площадью поперечного сечения  $1 \text{ м}^2$  и длиной  $1 \text{ м}$  при перепаде давления  $1 \text{ Па}$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ .*

- **Коэффициент проницаемости  $k$**  имеет размерность площади ( $\text{м}^2$ ). *Его физический смысл характеризует общую площадь сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация.*
- Обычно коэффициент проницаемости выражают в микрометрах
- $1 \text{ мкм}^2 = 10^{-12} \text{ м}^2$

- **В нефтегазопромысловой практике часто используется внесистемная единица – дарси (Д), 1 Д равен  $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2$  ( $1\text{Д} \approx 1 \text{ мкм}^2$ ).**
- Проницаемость пород-коллекторов нефти и газа меняется в широких пределах от 0,005 до 3,0 мкм<sup>2</sup>. Наиболее часто она лежит в интервале от 0,05 до 0,5 мкм<sup>2</sup>. У нефтеносных песчаников она находится в диапазоне от 0,05 до 3 мкм<sup>2</sup>, а у трещиноватых известняков – от 0,005 до 0,02 мкм<sup>2</sup>.



# *Проницаемость*

- *Проницаемость зависит* от структуры порового пространства:
- от размера и конфигурации пор,
- величины зерен,
- от плотности укладки и взаимного расположения частиц,
- от трещиноватости пород и других факторов.
- По характеру проницаемость делится на **межзерновую и трещинную.**

## *Виды проницаемости*

- ***Абсолютная, эффективная, относительная***
- ***Абсолютная (общая, физическая) проницаемость*** характеризует физические свойства породы и определяется экспериментально объемным расходом газа или не взаимодействующей с минеральным скелетом однородной жидкости, **при условии полного насыщения открытого порового пространства горной породы данным газом или жидкостью.**

## ***Виды проницаемости***

- ***Эффективная (фазовая) проницаемость.*** Пустотное пространство содержит двух- или трёхфазную систему: нефть – вода, газ – вода, газ – нефть, газ – нефть – вода.
- Фазовая проницаемость отражает **способность породы пропускать через себя один флюид в присутствии других.**
- всегда меньше абсолютной проницаемости.
- зависит от их физико-химических свойств отдельных флюидов,
- температуры, давления и
- количественного соотношения разных флюидов.
- При разработке залежи с уменьшением количества нефти **фазовая проницаемость нефти падает.** Фазовая проницаемость выражается в тех же единицах, что и абсолютная ( $m^2$ , или Д) или в долях единицы абсолютной проницаемости.
- ***Относительная проницаемость*** определяется отношением эффективной проницаемости к абсолютной и выражается безразмерной величиной меньше единицы.

## ***Водонасыщенность.***

- **Остаточная вода обычно содержит нефть или газ.** При формировании залежи часть воды остаётся в пустотном пространстве коллектора.
- **Количество остаточной воды в залежах зависит от ФЕС пород: чем меньше размер пустот и проницаемость коллекторов, тем её больше.**
- **Водонасыщенность или коэффициент водонасыщенности характеризует содержание пластовой воды в коллекторе.**
- Коэффициент водонасыщенности  $k_e$  измеряется отношением объема открытых пор породы, занятых водой  $V_e$ , к общему объему пор породы  $V_p$ :
- 
- $k_e = V_e / V_p$ .
- 
- **Знание коэффициента водонасыщенности необходимо для определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности горных пород, которые определяют геологические запасы нефти и газа в залежах.**

# Классификации пород-коллекторов

- **Классификационные критерии**
- - условия аккумуляции и фильтрации флюидов;
- - величина открытой или эффективной пористости и величина проницаемости;
- - характер проницаемости;
- - генезис и тип пород.

## Классификации пород-коллекторов по условиям аккумуляции и фильтрации пластовых флюидов

- **По условиям аккумуляции флюидов,** которые определяются морфологией пустотного пространства коллекторы делятся **на простые и сложные (смешанные).**
- **К простым коллекторам** относятся *поровые и чисто трещинные* .
- пустотное пространство представлено следующими видами: ***порами, кавернами, карстовыми полостями и трещинами.***

## Классификации пород-коллекторов по условиям фильтрации пластовых флюидов

- **К смешанным** - трещинно-поровые и порово-трещинные. Чисто трещинные и смешанные (трещинно-поровые и порово-трещинные) коллекторы часто называют просто *трещинными*, поскольку фильтрация в них обусловлена, главным образом, наличием трещин.
- по характеру проницаемости коллекторы разделяются на три группы: ***равномерно-проницаемые, неравномерно-проницаемые и трещиноватые.***

## **Генетическая связь с типами пород**

- **Поровые коллекторы** обычно связаны с терригенными породами – **песчаниками и алевролитами** и реже - с **органогенными карбонатными породами.**
- **Особенность** этих пород-коллекторов :
- **емкость и фильтрация обусловлены структурой межгранулярной пористости - межзерновыми** сообщающимися порами, образующими **поровые каналы.** Диапазон изменения объема порового пространства в этих коллекторах очень большой – от единиц до **40-50 %.**
- **Остальные виды пустотного пространства - каверны, карстовые полости и трещины** в основном **связаны с карбонатными коллекторами.**



## Генетическая связь с типами пород

- В плотных жестких и хрупких породах, минеральная часть которых практически лишена пористости (массивные пелитоморфные известняки, доломиты, мергели, песчаники, окремнелые аргиллиты, сланцы, метаморфические, магматические и глинисто-кремнисто-сапропелевые породы) поровое пространство формируется за счет **вторичной трещиноватости**.
- Часть пустот в коллекторах трещинного типа может быть образована **межзерновыми порами**, однако их суммарный объем составляет не более 5-7 %.
- часть этих пор является **изолированной**.
- Чисто **трещинные коллекторы** встречаются редко и обладают низким объемом пустотного пространства, обычно не более 2,5-3 %.

## Генетическая связь с типами пород

- **Смешанное пустотное пространство** характерно для карбонатных пород
  - представлено сочетанием видов пустот,
  - **типы пустотного пространства:** порово-трещинное, порово-каверновое, карстово-каверновое, порово-каверново-карстовое, порово-стилолитовое.
- Трещинно-поровые коллекторы преимущественно связаны с карбонатными породами, пустотное пространство которых образовано, главным образом, межзерновыми порами и кавернами.
- При характеристике типа коллектора основной вид пустот ставится **в названии на последнее место.**

# По величине эффективной пористости

- **По величине эффективной пористости** коллекторы делятся на классы, как в зависимости от типа горных пород, так и не зависимо от них.
- разделили терригенные коллекторы на пять классов. Практическое значение имеют коллекторы первых четырех классов.

# Классификация терригенных пород-коллекторов по величине эффективной пористости

Класс коллектора	Эффективная пористость, %	Емкость коллектора
А	> 20	Большая
Б	20-15	Большая
С	15-10	Средняя
Д	10-5	Средняя
Е	< 5	Малая

классы, как в зависимости от типа горных пород, так и не зависимо от них. Практическое значение имеют коллекторы первых четырех классов.

## Классификация коллекторов по величине коэффициента проницаемости (по Г.И. Теодоровичу)

Класс	Коллекторы	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>
I	Очень хорошо проницаемые	более 1
II	Хорошо проницаемые	0,1-1
III	Среднепроницаемые	0,01-0,1
IV	Слабопроницаемые	0,001-0,01
V	Непроницаемые	менее 0,001

Практическое значение для нефтенакопления и нефтеотдачи имеют коллекторы первых трех классов, а для газов также и четвертый класс.

Классификации по эффективной пористости и проницаемости  
раздельно для терригенных (песчано-алевритовых) коллекторов (А.  
А. Ханина, 1969)

# Классы коллекторов по эффективной пористости и проницаемости раздельно для терригенных (песчано-алевритовых) коллекторов

Класс коллектора	Название породы по преобладанию гранулометрической фракции	Пористость эффективная, %	Проницаемость по газу, мкм <sup>2</sup>	Характеристика коллектора по проницаемости
I	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	$\geq 16,5$ $\geq 20$ $\geq 23,5$ $\geq 29$	$\geq 1$	Очень высокая
II	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	15-16,5 18-20 21,5-23,5 26,5-29	0,5-1,0	Высокая
III	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	11-15 14-18 16,8-21,5 20,5-26,5	0,1-0,5	Средняя
IV	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	5,8-11 8-14 10-16,8 12-20,5	0,01-0,1	Пониженная
V	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	0,5-5,8 2-8 3,3-10 3,6-12	0,001-0,01	Низкая
VI	Песчаник среднезернистый Песчаник мелкозернистый Алевролит крупнозернистый Алевролит мелкозернистый	$< 0,5$ $< 2$ $< 3,3$ $< 3,6$	$< 0,001$	Коллектор не имеет промышленного значения

**Примечание.** Диаметр частиц (в мм): песчаник среднезернистый 0,5-0,25, песчаник мелкозернистый 0,25-0,1, алевролит крупнозернистый 0,1-0,05, алевролит мелкозернистый 0,05-0,01

## Классификация карбонатных коллекторов (по И.А. Конюхову)

Группа	Класс	Проницаемость, 10 <sup>-</sup>	Эффективная пористость, %	Литологические различия
А (классы высокой емкости)	I	> 1000	> 25	Известняки биоморфные,
	II	1000-500	25-20	скелетные (рифовые),
	III	500-300	20-15	крупнокавернозные Известняки биоморфные, кавернозные Известняки кавернозные и органогенно-обломочные
Б (классы средней емкости)	IV	300-100	15-10	Известняки крупнозернистые
	V	100-50	10-5	порово-кавернозные, крупноолитовые Известняки и доломиты средне- и мелкозернистые порово- кавернозные, мелкоолитовые
В (классы малой емкости, эффективная пористость < 5 %)	VI	50-25	-	Известняки оолитовые,
	VII	25-10	-	мелкодетритовые, биоморфные,
	VIII	10-1	-	инкрустированные



## Группы коллекторов по вещественному (литологическому) составу горных пород

- выделяются **две основные** : **терригенная и карбонатная**. Кроме них существуют коллекторы, связанные с **глинистыми, вулканогенными, вулканогенно-осадочными, метаморфическими и магматическими породами**, а также породами кор выветривания.
- ***Терригенные или песчано-алевритовые коллекторы***. занимают основное место среди пород-коллекторов.
- ЕФС терригенных коллекторов определяются в основном структурой порового пространства, поэтому их часто называют **гранулярными или межгранулярными**.
- **Общая особенность** - постепенное понижение ЕФС с глубиной за счет уплотнения пород, минерального новообразования и других процессов.

## ***Карбонатные коллекторы***

- значительная часть мировых запасов нефти и газа связана с **трещинно-поровыми типами**, небольшая с порово-трещинными и ничтожная с чисто трещинными.
- **Карбонатные породы по генезису** - хемогенные, органогенные, обломочные и смешанные. Примеси - терригенный материал, пирокластический материал и аутигенные - сульфаты, силикаты и другие минералы.
- **Емкость** в карбонатных коллекторах образуется и преобразуется на всех стадиях литогенеза и зависит, главным образом, **от межзерновой пористости**, а **фильтрация** обуславливается преимущественно **трещинами**, поэтому карбонатные коллекторы часто называют *трещинными*.

## *Карбонатные коллекторы*

- Разные генетические группы карбонатных пород имеют различные характеристики **первичной пористости и проницаемости.**
- емкостное пространство карбонатных пород образовано порами, кавернами, карстовыми и стилолитовыми полостями, а также трещинами и очень неравномерное его распределение в объеме породы.
- **органогенные, особенно рифогенные, обломочные и оолитовые карбонатные породы** отличаются лучшими емкостными и фильтрационными характеристиками
- поры сравнительно правильной формы,
- равномерно распределены в объеме породы
- Поровые каналы - значительных размеров.

# Классификация коллекторов нефти и газа по литологическому составу (по Б.К. Прошлякову, Т.И. Гальянову, Ю. Г. Пименову)

Группа коллекторов	Тип коллектора по структуре порового пространства	Вид пустотного пространства	Характерные литологические различия пород
Терригенные (обломочные) породы	Поровый	Межзерновой	Пески, песчаники, алевролиты, промежуточные различия пород и калькарениты
	Трещинный	Трещинный	Песчаники и алевролиты регенерационной структуры, прочные песчаники и алевролиты с карбонатным цементом
	Смешанный (сложный)	Межзерновой Трещинный	Прочные песчаники и алевролиты с остаточной межзерновой пористостью
Карбонатные породы	Поровый	Межформенный	Биогенные, биохемогенные, оолитовые известняки и доломиты
		Внутриформенный	Биоформенные (фораминиферовые, коралловые и др.) известняки и доломиты
		Межзерновой	Вторичные доломиты и доломитизированные известняки, хемогенные известняки и доломиты
	Трещинный	Трещинный	Криптогенные и хемогенные доломиты, известняки окремненные и глинисто-кремнистые (в том числе биогенные)
	Смешанный (сложный)	Межзерновой Трещинный Каверновый	Уплотненные известняки и доломиты различного генезиса
Глинистые		Трещинный	Аргиллиты, аргиллиты известковые,

## ***Глинистые коллекторы***

- **Распространение.**

- в разных регионах мира, в том числе на Северном Кавказе. Наиболее широко глинистые коллекторы распространены в центральной и южной части Западной Сибири, где они называются «**баженитами**». Там, на границе нижнего мела и верхней юры, в составе региональной покрывки развита баженовская свита, которая является промышленно нефтеносной.

- **Свойства баженитов.** У глинистых аргиллитоподобных коллекторов общее характерное свойство – высокое, в среднем 22,5 %, **содержание органического вещества (ОВ) сапропелевого типа**, наличие свободной кремнекислоты, в среднем 29,5 % и проявление сингенетичной нефтеносности. Эти породы имеют смешанный **трехкомпонентный глинисто-кремнисто-сапропелевый состав**. Пустотное пространство глинистых коллекторов связано с их текстурной неоднородностью, имеет сложную морфологию и **трещинный характер**. Текстура неоднородность определяется наличием жесткого каркаса из кремнекислоты и ОВ.

- **Доманикиты** - четырехкомпонентные породы, состоящие из *глинистых минералов, кремнезема, пелитоморфного карбоната и ОВ*, содержание которого находится в пределах от 8 до 20 % по весу. Их характерным примером являются породы доманиковой свиты верхнего девона Волго-Уральской НГП

- Глинистые коллекторы Северного Кавказа – **хадумиты**, являются **двухкомпонентными**. Они состоят из глинистых минералов и кремнезема. Название дано по хадумской свите майкопской серии пород.

## ***Коллекторы магматических, метаморфических пород и их кор выветривания.***

- связаны с **фундаментом осадочных бассейнов (ОБ).**
- В мире известно порядка 450 промышленных месторождений нефти и газа, часть которых по своим запасам относится к крупным и уникальным.
- Общие начальные запасы месторождений фундамента составляют 15 % мировых доказанных запасов категории А + Б. Большинство залежей - 40 %, и более 75 % запасов УВ, **находящихся в фундаменте связано с кислыми породами: гранитами и гранитоидами.**
- Характерной особенностью нефтегазоносности фундамента является то, что **коллекторы и флюидоупоры** в нём могут быть представлены одной и той же породой. Пустотное пространство пород-коллекторов имеет **каверново-трещинный и трещинный типы**, которые связаны с рядом вторичных процессов: палеогипергенными и паледенудационными, дизъюнктивной тектоникой, гидротермальным выщелачиванием неустойчивых минералов, контракционной усадкой магматических пород и сочетанием этих процессов.

## Морфологические типы коллекторов

- 1. **выступовые**, связанные:
  - а - с эрозионно-тектоническими выступами с массивным типом природного резервуара;
  - б – со сложным распределением пустотного пространства внутри гранитных массивов в виде гнёзд, линз, жил, «ёлочки»;
- 2. **площадные**, связанные с корой выветривания;
- 3. **линейные**, связанные с зонами динамического влияния разломов;
- 4. **жильные**, связанные:
  - а - с зонами повышенной тектонической трещиноватости и гидротермальной деятельности;
  - б – с древними речными долинами, как правило, дренировавшими зоны разломов;
- 5. **линейно-узловые**, связанные с узлами пересечения тектонических разломов.

## Типы коллекторов

- **По распространенности**
- породы-коллекторы, имеющие региональное, зональное и локальное распространение.
- **По толщине и выдержанности литологического состава** породы-коллекторы, характеризующиеся *выдержанностью* или *невыдержанностью* толщин, литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств



# Изменение коллекторских свойств пород с глубиной

- изменение ФЕС по разрезу осадочного чехла подчинено генетической закономерности.
- с увеличением глубины и ростом геостатического давления, **ФЕС ухудшаются** за счет изменения первичной пористости, вторичного минералообразования и цементации.
- изменения достигают максимальных значений в так называемой **критической зоне гравитационного уплотнения (КЗГУ)** - в разных регионах в различном интервале глубин. Ухудшению ФЕС особенно подвержены терригенные коллекторы.
  
- Ниже КЗГУ коллекторские свойства горных пород начинают улучшаться за счет увеличения вторичной пористости. Главную роль при этом играют геодинамические процессы: тектонодинамические и флюидодинамические. Улучшение коллекторских свойств пород с глубиной происходит легче у карбонатных и других жестких и хрупких пород. Эти породы наиболее сильно подвержены трещинообразованию под воздействием тектонических напряжений и процессам катагенетического изменения.
  
- Таким образом, улучшение ФЕС горных пород происходит в результате их растрескивания, выщелачивания и растворения карбонатного или карбонатно-глинистого цемента под воздействием тектонических напряжений и движения горячих агрессивных вод, насыщенных углекислым газом. Растворение приводит к повышению ФЕС только в случае выноса цемента, поэтому разрывные нарушения стимулируют улучшение коллекторских свойств.

## Флюидоупоры и ложные покрышки

- **Флюидоупоры** – это непроницаемые породы, лежащие над коллекторами нефти или газа и препятствующие миграции УВ в верхние горизонты земной коры. Флюидоупоры, которые непосредственно перекрывают залежи УВ, обычно называют покрышками.
- **Основными факторами, определяющими экранирующие свойства флюидоупоров**, являются: проницаемость, литологические особенности, плотность, минеральный состав, характер распространения по площади, толщина и другие. По этим же признакам флюидоупоры и классифицируют.

# Классификация пород-флюидоупоров

## **По площади распространения**

Региональные	в пределах нефтегазоносной провинции или большей её части
Субрегиональные	в пределах нефтегазоносной области или большей её части
Зональные	в пределах нефтегазоносного района или зоны нефтегазонакопления
Локальные	в пределах отдельных месторождений

## **По соотношению с этажами нефтегазоносности**

Межэтажные	Перекрывают этаж нефтегазоносности в моноэтажных месторождениях или разделяют их в полиэтажных
Внутриэтажные	Разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности

## **По литологическому составу**

Однородные (глинистые, карбонатные, галогенные)	Состоят из литологически однородных пород
Неоднородные – смешанные (песчано-глинистые, глинисто-карбонатные, терригенно-галогенные и другие)	Состоят из пород различного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости
Неоднородные – расслоенные	Состоят из чередующихся слоев различных литологических разновидностей пород

## Группы глинистых пород по экранирующим свойствам (по А.А. Ханину, 1969)

Группа флюидопоров	Максимальный диаметр пор, мкм	Экранирующая способность	Абсолютная проницаемость по газу, м <sup>2</sup>	Давление прорыва газа, МПа
А	≤ 0,01	Весьма высокая	≤ 10 <sup>-21</sup>	≥ 12
В	0,05	Высокая	10 <sup>-20</sup>	8
С	0,3	Средняя	10 <sup>-19</sup>	5,5
Д	2	Пониженная	10 <sup>-18</sup>	3,3
Е	>10	Низкая	> 10 <sup>-17</sup>	< 0,5

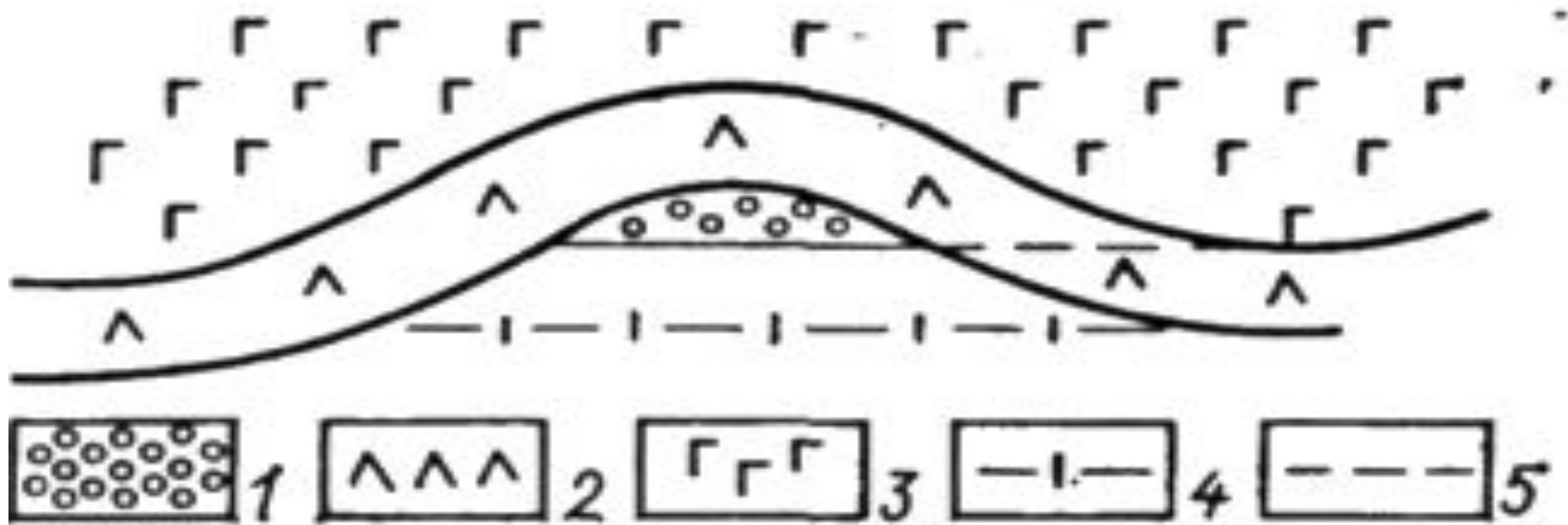
Основным объективным показателем флюидопора является низкая проницаемость. Нижний предел проницаемости коллекторов равен 10<sup>-15</sup> - 10<sup>-16</sup> м<sup>2</sup>. от весьма низкой, меньше 10<sup>-17</sup> м<sup>2</sup>, до высокой, больше 10<sup>-21</sup> м<sup>2</sup>

## Ложная крышка

- Некоторые породы из-за малого объема пустотного пространства не могут быть коллекторами, но способны пропускать флюиды по сети трещин.
- В случае залегания такой породы между коллектором с промышленной залежью УВ и флюидоупором, возникает *ложная крышка*.
- Высота залежи и соответственно уровень её газоводяного (водонефтяного) контакта в таких случаях контролируется **кровлей ложной крышки**. Следовательно, эффективная высота залежи оказывается меньше на толщину ложной крышки, поскольку в ложной крышке УВ рассеиваются.

Схема газовой залежи с ложной крышкой:

1 – газовая залежь; 2 – ангидрит (ложная крышка); 3 – соль; положение газовойводяного контакта: 4 – ожидаемое, 5 - фактическое



## Природные резервуары

- ***Природный резервуар*** – это коллектор, частично или со всех сторон ограниченный непроницаемыми породами и являющийся естественной емкостью для нефти и газа, внутри которой возможна циркуляция флюидов.
- Понятие «природный резервуар» (ПР) впервые сформулировал И.О. Брод (1951), выделив при этом три основных их типа: ***пластовый, массивный и литологически ограниченный.***

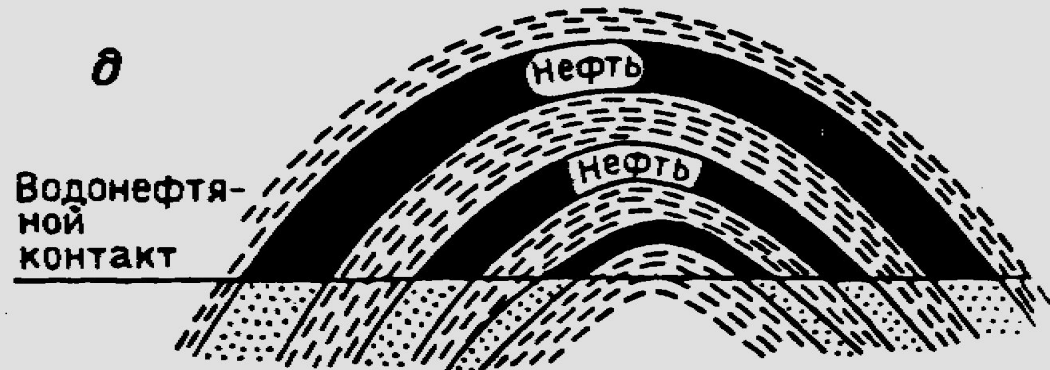
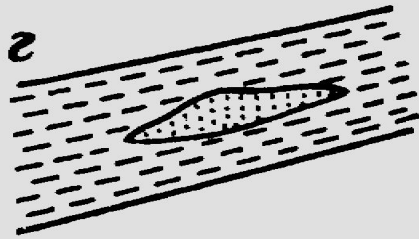
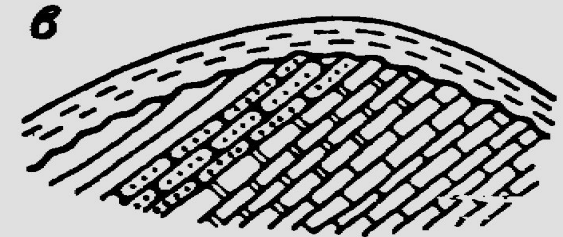
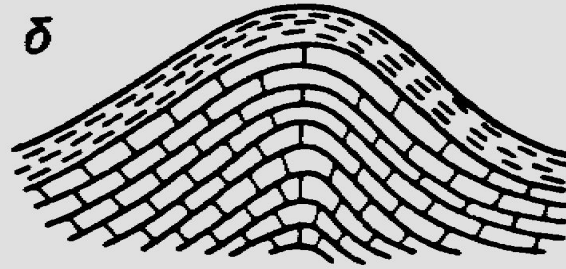
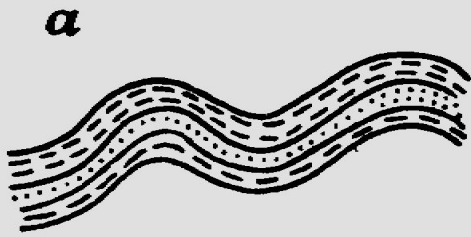
## Природные резервуары

- **Пластовый резервуар** – это проницаемый пласт, ограниченный флюидоупорами в кровле и подошве (рис., а).
- **Массивные резервуары** - большая толща проницаемых пород, от нескольких десятков до тысячи метров, которые перекрыты флюидоупором. Примеры - высокоамплитудная складчатая структура, рифовый массив или эрозионно-тектонический выступ. Залежи нефти или газа - контролируются породами-покрышками, только в кровле и с боков коллектора, а внизу, по всей площади, они подпираются водой.
- **Литологически ограниченные резервуары** – это линзовидные проницаемые тела, заключенные в толще непроницаемых пород (см. рис. г).



# Природные резервуары:

а – пластовый; б – однородно-массивный; в – неоднородно-массивный; г – литологически ограниченный; д – пластово-массивный.



Типы природных резервуаров по гидродинамическим условиям

- ***Гидродинамически открытые системы*** имеют связь с дневной поверхностью, которая может быть непосредственной и опосредованной.
  - 1. проницаемые породы пластового или массивного ПР выходят на поверхность.
  - 2. связь с поверхностью происходит через проницаемые породы другого возраста и состава или по проводящим разрывным нарушениям.
- **Формирование залежей нефти в резервуарах с открытой гидродинамической системой** может произойти только за счёт гидравлического экранирования, когда нефть удерживается напором вод и капиллярными силами или за счёт образования асфальтовой пробки.

## Типы природных резервуаров по гидродинамическим условиям

- ***Полуоткрытые гидродинамические системы*** связаны с пластовыми ПР.
- Движение флюидов - на значительной площади от области питания к области разгрузки. Пластовые давления обычно соответствуют гидростатическим давлениям.
- Гидродинамические системы массивных ПР на глубине связаны с пластовыми ПР и поэтому являются их разновидностью.

## Типы природных резервуаров по гидродинамическим условиям

- ***Гидродинамически закрытые системы*** связаны в основном с литологически ограниченными резервуарами, в которых движение флюидов ограничено или невозможно. В них часто образуются аномально высокие пластовые давления.
- **При смене инфильтрационного гидродинамического режима на элизионный пластовые ПР** становятся неоднородными. В них появляются блоки с различными коэффициентами аномальности пластовых давлений. **Такие ПР предложено называть *дифференцированными пластовыми резервуарами.***

## Ловушки нефти и газа

- **Ловушка** – это часть природного резервуара, в которой, благодаря уравновешенности гидравлических сил, может происходить **аккумуляция нефти и газа и образоваться их залежь**.
- **простая ловушка - антиклинальный изгиб** пластового резервуара. Основными параметрами такой ловушки являются: ***толщина коллектора, площадь (в контуре самой нижней замкнутой изогипсы) и высота***, измеряемая от кровли коллектора в своде складки до гидравлического замка ловушки.
- **Замок ловушки, или точка высачивания УВ** – это гипсометрически наиболее глубокая часть экрана (покрышки), определяющая предельное заполнение ловушки нефтью.

## Принципы классификации ловушек

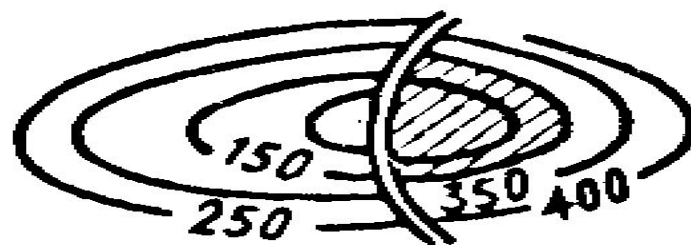
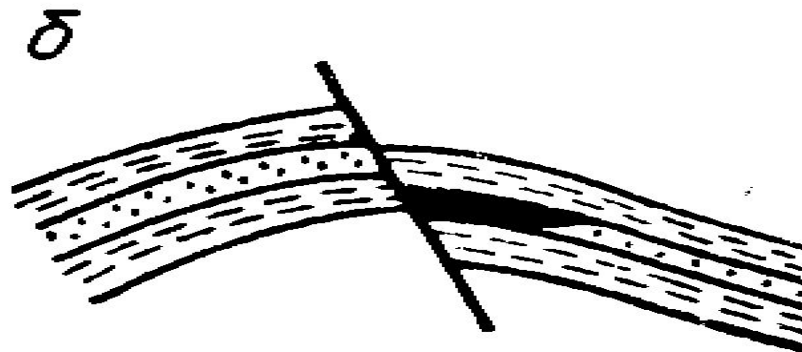
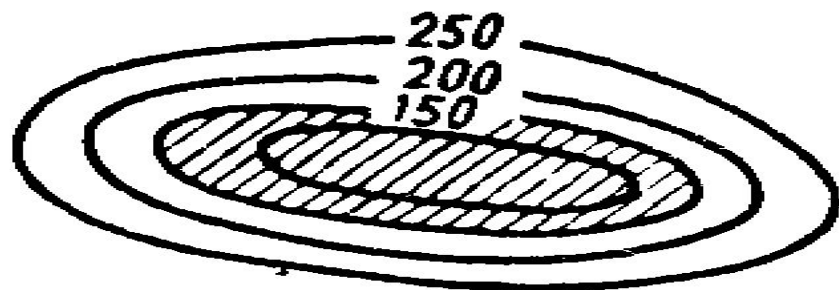
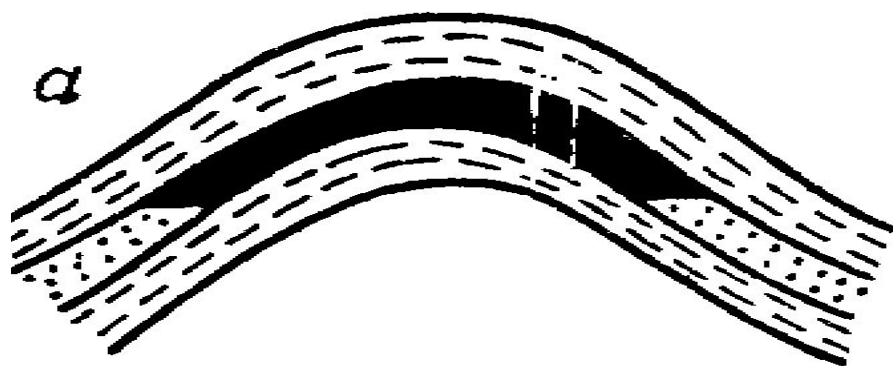
- Выделяются морфологические и генетические классификации, а также морфогенетические или генетико-морфологические классификации ловушек нефти и газа.
- В природных резервуарах выделяется пять следующих **генетических типов ловушек: структурный, литологический, стратиграфический, рифовый и гидродинамический.**
- **Генетические классификации** широко используются на начальных стадиях геологоразведочных работ (ГРР), то есть при прогнозировании ловушек в перспективных нефтегазоносных комплексах слабоизученных территорий.
- **Морфологические и морфогенетические классификации** ловушек наибольшее значение имеют на стадии выявления ловушек и на стадии их подготовки к поисковому бурению. Знание морфологии ловушек здесь **необходимо для определения рациональной сетки сейсморазведочных профилей, оптимального числа поисково-оценочных скважин и выбора рациональной системы их размещения.**
- Залежи нефти и газа, которые являются основными объектами поисково-разведочных и эксплуатационных работ, классифицируются по разным показателям. **Важными являются генезис и форма ловушки нефти и газа.**

## ***Ловушки структурного типа***

- образуются в результате пликативных и дизъюнктивных тектонических деформаций горных пород, и разделяются на ***сводовые***, или антиклинальные (рис. а) и ***тектонически экранированные*** ловушки (рис. б).
- Тектонически экранированные ловушки образуются как на антиклинальных структурах, так и на моноклиналях при наличии тектонических разрывов. Более правильно их следует называть ***дизъюнктивно экранированными***, так как своды или антиклинали тоже представляют собой тектонические пликативные экраны на пути движения нефти и газа.

**Разрез и план сводовой (а) ловушки и дизъюнктивно (тектонически) экранированной (б) ловушки в пластовом резервуаре:**

1 – пласт-коллектор с залежью; 2 – изогипсы кровли пласта-коллектора, М;  
3 – залежь в плане; 4 – тектоническое разрывное нарушение



1



2



3



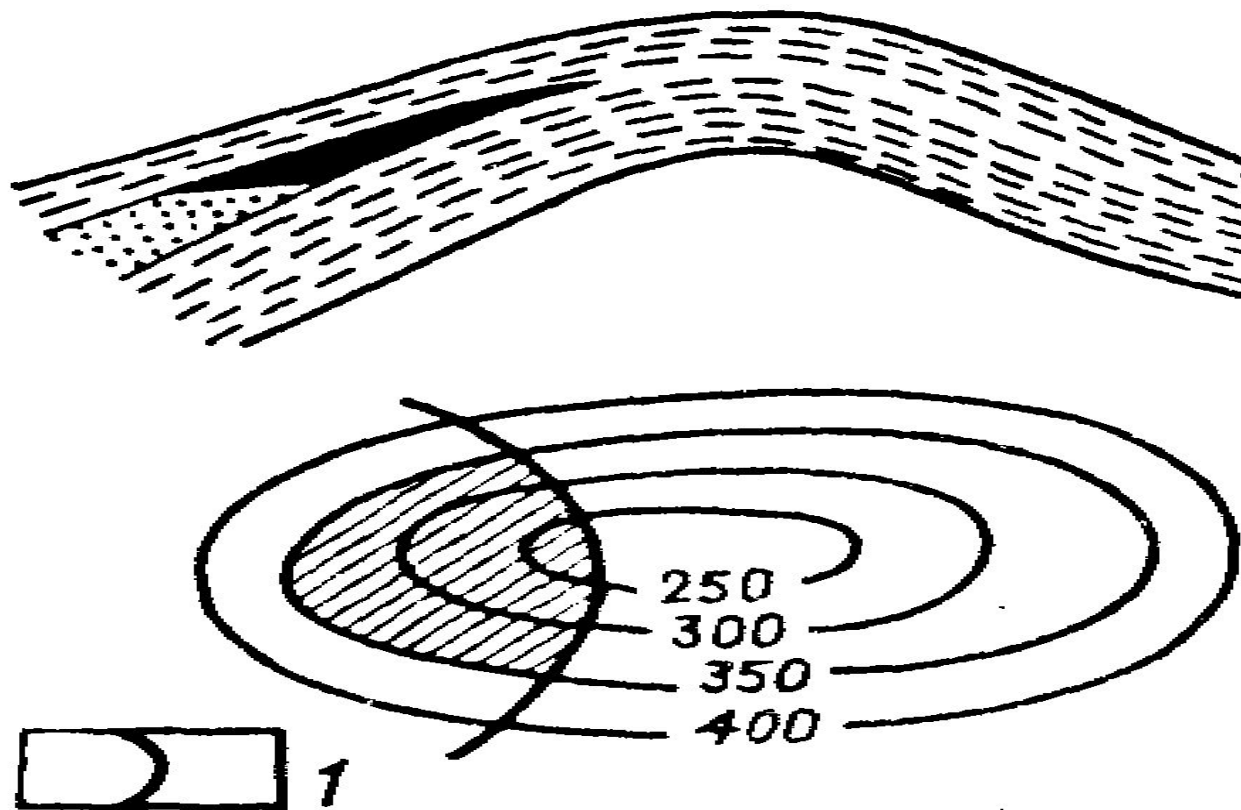
4



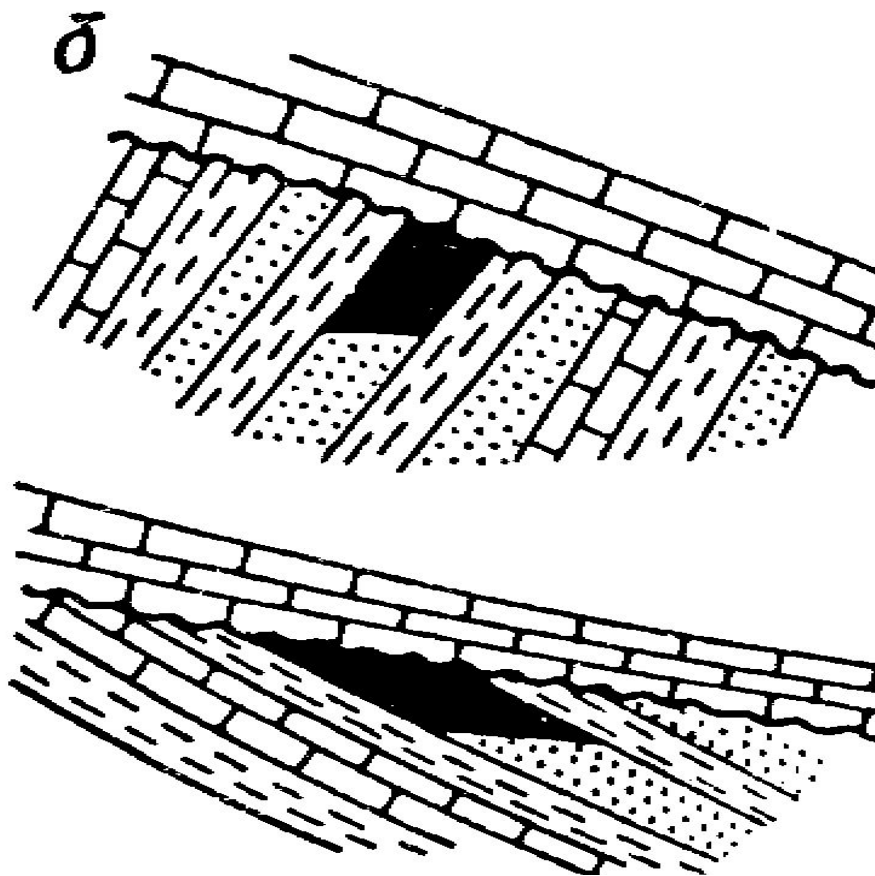
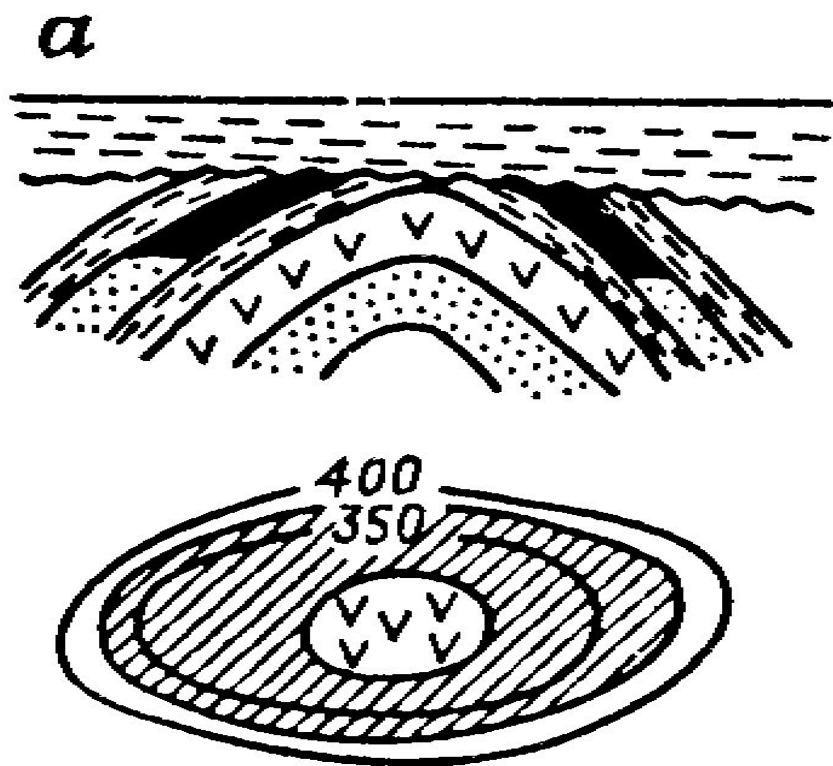
## ***Ловушки литологического типа***

- **два типа - литологически ограниченный тип и литологически экранированный тип.**
- **Литологически ограниченные ловушки** образуются в результате литологической изменчивости пород-коллекторов, когда порода-коллектор изолирована со всех сторон, например песчаная (алевролитовая) линза в глинах, или при появлении повышенной локальной трещиноватости горных пород. Поэтому в данном случае понятия «ловушка» и «ПР» совпадают (см. г).
- **Литологически экранированные ловушки** образуются в результате выклинивания пород-коллекторов по восстанию слоев или их фациального замещения одновозрастными слабопроницаемыми породами. Следовательно, здесь породы-коллекторы экранируются слабопроницаемыми породами только по их восстанию. Ловушки этого типа являются полузамкнутыми и имеют гидродинамическую связь с пластовыми ПР.

Литологически экранированная ловушка:  
1 – линия выклинивания пласта-коллектора



Стратиграфически экранированные ловушки: а – в присводовой части антиклинальной структуры, б – на моноклинали (непроницаемые породы представлены известняками)



• **Ловушки стратиграфического типа** образуются в результате денудационного срезания пород-коллекторов во время восходящих тектонических движений и их несогласного перекрытия флюидоупорами во время нисходящих движений ).

## *Ловушки рифового типа*

- связаны с карбонатными породами и имеют большое значение в практике нефтегазопоисковых работ. следует выделять в самостоятельный тип
- **Рифовые ловушки** связаны с различными рифовыми массивами и биогермными телами, которые образуются в результате отмирания организмов-рифостроителей: известковых водорослей, кораллов, мшанок, губок и других и последующего их перекрытия непроницаемыми породами.
- Если органогенная постройка не выходила на уровень морского волнения, то **она называется биогермом** (от греческого *bíos* - жизнь и *hérma* – подводная скала). Биогермы могут создавать ассоциации, или **биогермные массивы**, которые представляют собой группы сближенных биогермов.
- При достижении биогермами уровня моря, они представляют собой подводные или надводные скалы. Активно разрушаясь под действием волн, биогермы превращаются в *рифы*. это сложные геологические объекты, включающие в себя органогенную постройку вместе с продуктами её разрушения, а иногда - хемогенные и биохемогенные отложения.

# Рифогенные ловушки

- Группа – асимметричные и симметричные
- Тип – собственно рифовые и комбинированные
- Класс – конусовидные, подковообразные, (1 и 2)
- плосковершинные, атолловидные, (3 и 4)
- плосковершинные удлиненные, рифовые осложненные складкообразованием, изогнутые в антиклинальную складку (5,6,7)
- Система разведки – Многостволовая (1 и 2), кольцевая, (3 и 4) профильная (5,6,7),

Группа	Тип	Класс	Профиль	План	Геометрическая аппроксимация	Система разведки	
Симметричные	Собственно рифовые	Конусовидные				Многоствольная	
		Подковообразные					
		Плосковершинные					
	Асимметричные	Комбинированные	Атоллвидные				Кольцевая
			Плосковершинные удлиненные				
			Рифы, осложненные вогнутой впадиной складки				
Асимметричные	Профильная	Рифы, осложненные вогнутой впадиной складки				Профильная	
		Комбинированные					

**Морфологическая классификация, строение и геометрическая аппроксимация рифогенных ловушек (по Г.А. Габриэлянцу, В. Г. Кузнецову и М. Б. Павлову)**

## ***Гидравлические (гидродинамические) ловушки***

- образуются в результате гидродинамического напора встречного потока вод, оказывающего противодавление на мигрирующие УВ.
- Большое значение в этом типе имеют капиллярное давление, гидрофобность и гидрофильность пород.
- Фактически гидравлические ловушки и залежи нефти образуются в том случае, когда гидравлический напор, обычно совместно с капиллярным давлением, превышает гравитационную силу. Величина гравитационной силы  $p_g$  зависит от разницы плотности воды и нефти  $\rho_v - \rho_n$ , а также от высоты залежи  $H$  и синуса угла наклона пласта-коллектора  $\sin \alpha$ , по которому идёт миграция нефти:
  - 
  - $p_g = gH(\rho_v - \rho_n) \sin \alpha$

## *Генетическая классификация ловушек*

- ПЯТЬ ТИПОВ ЛОВУШЕК:
- **1) ловушки складчатых областей;**
- **2) ловушки разрывных дислокаций;**
- **3) ловушки стратиграфических несогласий;**
- **4) ловушки литологические;**
- **5) различные комбинации перечисленных типов.**
- Ловушки рифового, литологического, стратиграфического и гидродинамического типа обычно называют *неструктурными*, а совместно с тектонически экранированными ловушками на моноклиналях - *неантиклинальными ловушками (НАЛ)* или ловушками сложного экранирования.



# генетическая классификация неантиклинальных ловушек по Г.А. Габриэлянцу

- две группы ловушек – литологические и стратиграфические. Литологическая группа :
- седиментационные и постседиментационные ловушки.
- седиментационные ловушки:
  - структурно-седиментационные,
  - аккумулятивные и эрозионно-аккумулятивные.
  - При этом *рифовые ловушки* относятся к подгруппе седиментационных аккумулятивных ловушек в ранге типа.
- Постседиментационные ловушки:
  - диагенетические,
  - эпигенетические,
  - химического выветривания,
  - эрозионные и структурно-денудационные подгруппы ловушек.

## Морфологические типы ловушек по Н.Б. Вассоевичу

- *замкнутые,*
- *полузамкнутые*
- *и незамкнутые.*
- *замкнутые* ловушки - литологически ограниченные ловушки,
- *полузамкнутые* - литологически экранированные, связанные с выклиниванием или замещением пород-коллекторов непроницаемыми породами
- *незамкнутые* ловушки связаны со сводами антиклиналей.
- В *генетико-морфологической классификации В.Б. Оленина* (таблица) ловушки разделены сначала по форме, а затем по генезису,
- форму как наиболее важный признак.

# Классификация ловушек нефти и (или) газа (по В.Б. Оленину, 1974)

Группа (по форме ловушки)	Подгруппа (по форме ловушки)	Вид (по генезису ловушки)
Изгибы	Сводовые изгибы	Изгибы бокового (продольного) сжатия Изгибы, образованные над ядром диапира Изгибы, образованные над разрывом
	Синклинальные изгибы	Отраженные изгибы (изгибы поперечного сжатия)
Выступы		Биогенные выступы Эрозионные выступы Выступы, поднятые по ограничивающим разрывам
Ловушки экранирования		Экранирования по разрыву Экранирования по поверхности несогласия Выклинивания Экранирования ядром диапира Экранирования жерлом грязевого вулкана Запечатывания асфальтом
Линзы и линзовидные ловушки		Седиментационные линзы Линзы тектонической трещиноватости Линзы выветривания

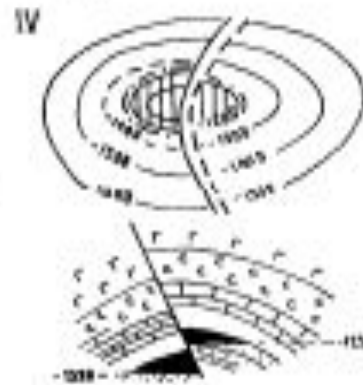
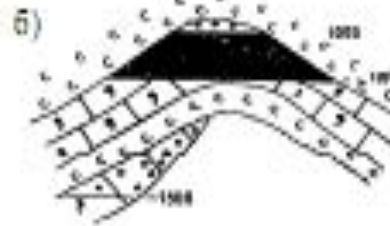
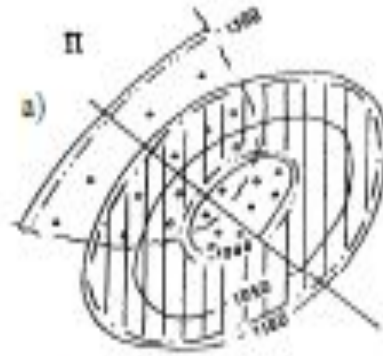
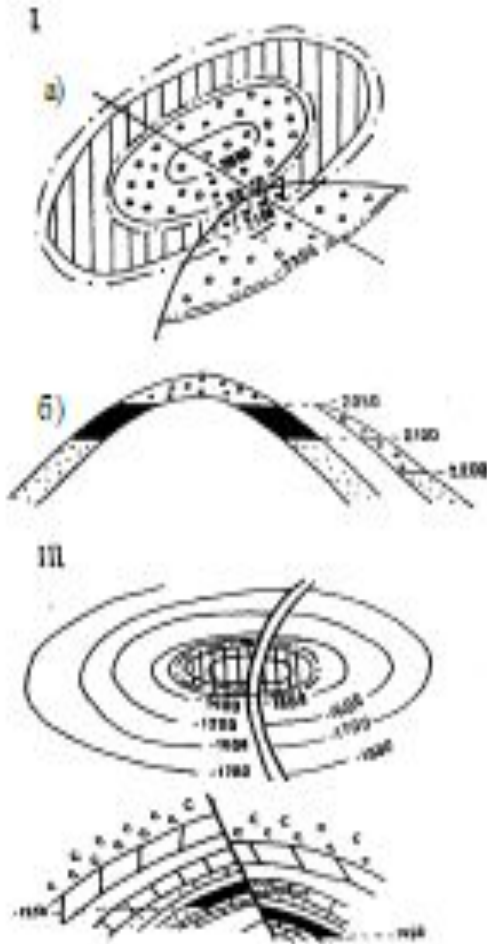
## **Классификационные категории залежей и месторождений**

- I. Класс структурных (антиклинальных, брахиантиклинальных, куполовидных, диапировых, криптодиапировых) ловушек и сводовых, пластовых или массивных залежей или месторождений.
- II. Класс рифогенных (биогермных, рифовых, биостромных и других) ловушек и сводовых рифовых массивных залежей и месторождений.
- III. Класс литологических (неантиклинальных) заливообразных или шнурковых или баровых ловушек и литологически ограниченных пластовых или массивных залежей и месторождений.
- IV. Класс стратиграфических (неантиклинальных) заливообразных или эрозионных ловушек и стратиграфически ограниченных пластовых или массивных

## Условные обозначения к следующим рисункам

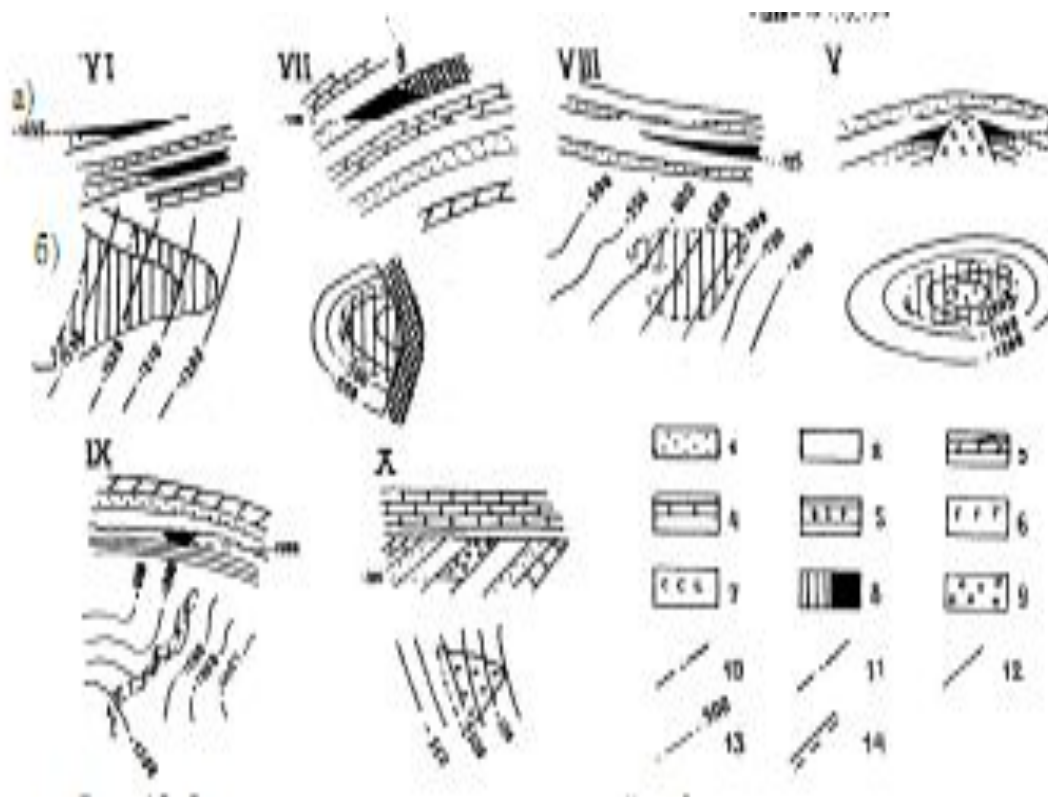
- **1 – гравелиты, песчаники, алевролиты;**
- **2 – глины и аргиллиты;**
- **3 – мергели;**
- **4 – известняки и доломиты;**
- **5 – органогенные известняки и доломиты;**
- **6 – гипсы и ангидриты;**
- **7 – соль;**
- **8 – нефть;**
- **9 – газ;**
- **10 – ВНК;**
- **11 – ГНК и ГВК;**
- **12 – линии профилей;**
- **13 – изогипсы (м);**
- **14 – тектонические разрывы**

## Основные типы ловушек и залежей нефти и газа



**I – структурные пластовые (а) и структурно-литологические (б);**  
**II – структурно-массивные (а) (в основном рифогенные и биогенные) и структурно-стратиграфические (б) (под поверхностью несогласия);**  
**III – структурные, нарушенные (экранированные) сбросами (присбросовые);**  
**IV – структурные, нарушенные (экранированные) взбросо-надвигами (привзбросовые);**

## Основные типы ловушек и залежей нефти и газа



V – **структурно-приконтактные** (с соляным, глиняным, вулканогенным диапировым или криптодиапировым ядром в своде);

VI – **литологические и литолого-стратиграфические заливообразные** (“зональные” – по Г.А. Хельквисту): а – с выклиниванием по восстанию одного пласта-коллектора, б – двух и более пластов;

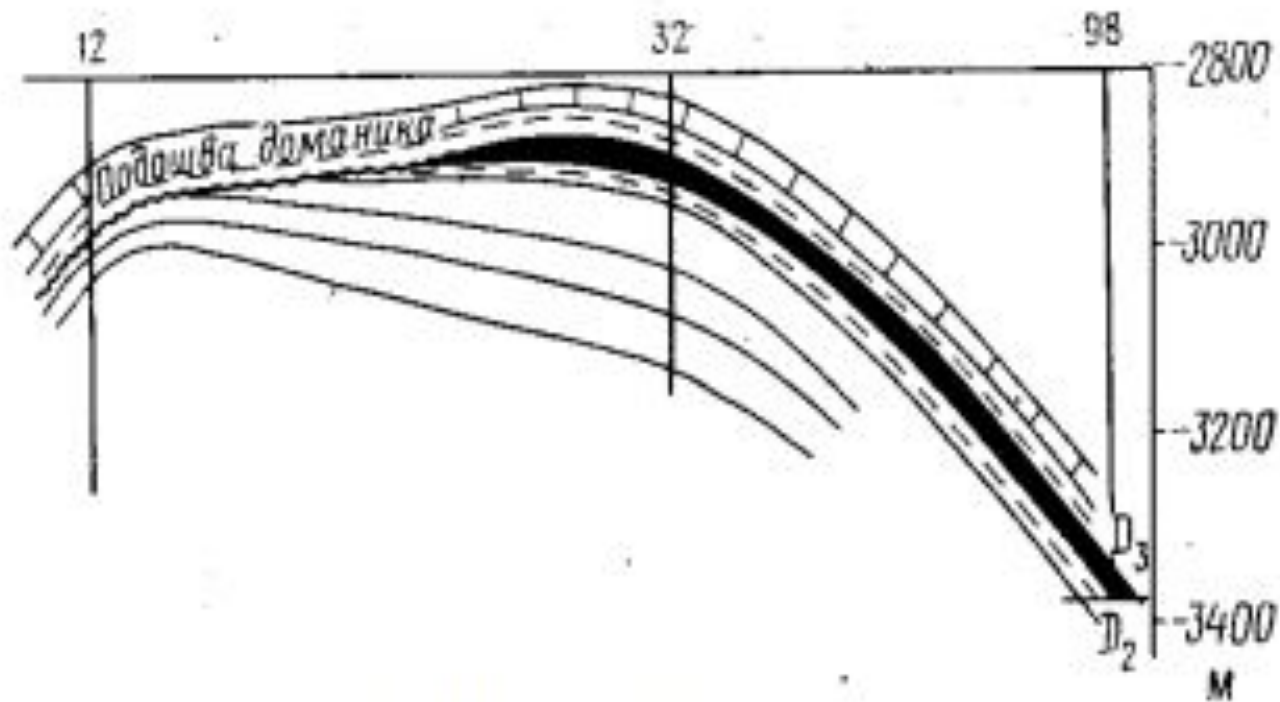
VII – **литологические с замещением** по восстанию проницаемых пород горизонта, непроницаемыми или экранированными асфальтом;

VIII – **литологически ограниченные** в погребенных песчаных барах;

IX – **стратиграфические рукавообразные** или шнурковые в песчаных образованиях погребенных русел палеорек (под поверхностью внутриформационного несогласия);

X – **стратиграфические заливообразные** на моноклиналиях (под поверхностью стратиграфического несогласия).

# Усинское нефтяное месторождение





# Геологический профиль Самотлорского нефтяного месторождения (по Л.Ю. Аргентовскому, М.М. Бинштоку, Т.М. Онищуку, 1974)

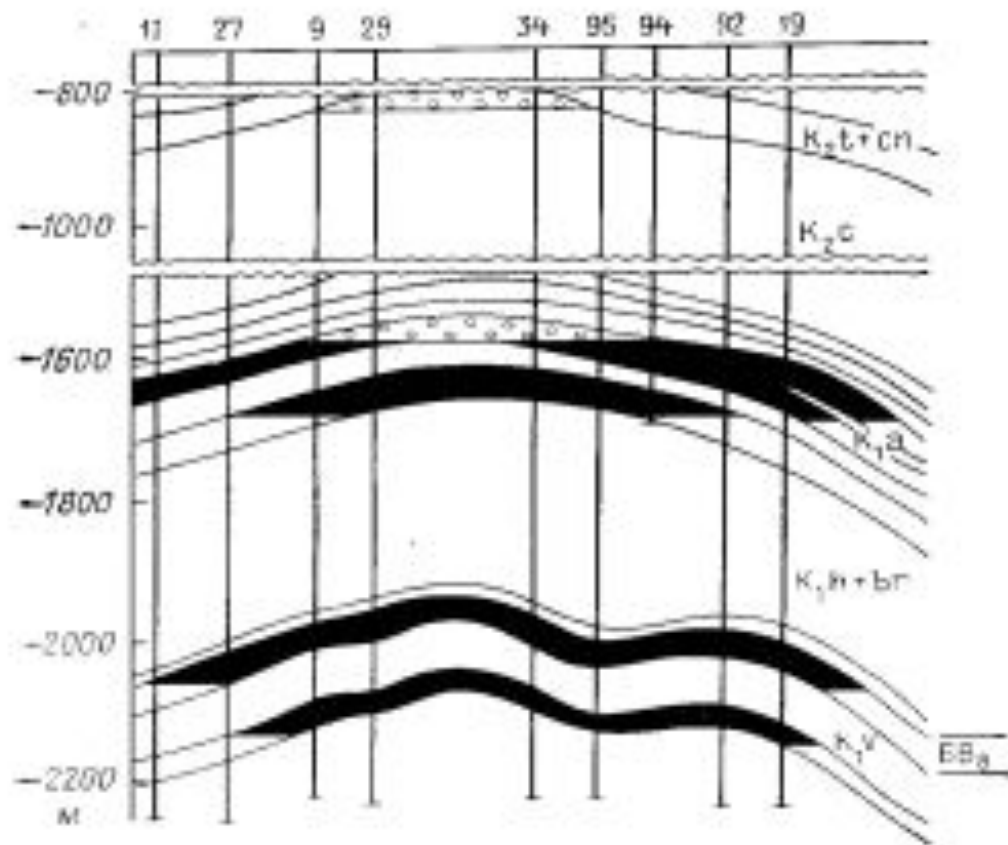
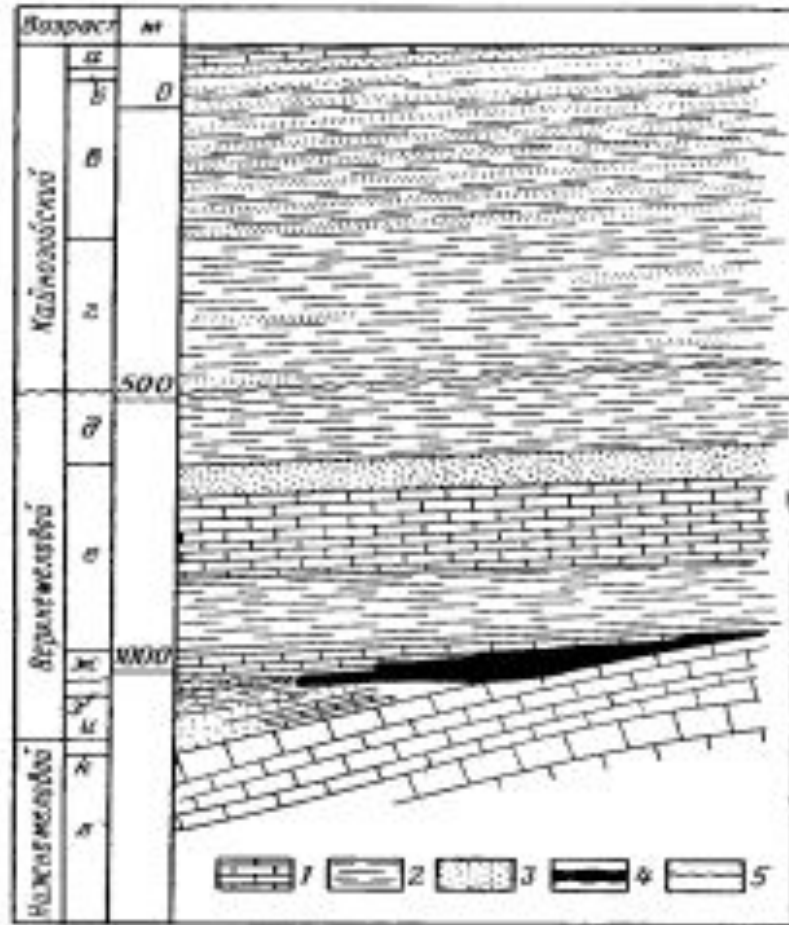


Рис. 38. Геологический профиль Волго-Уральской провинции (меридиональный)

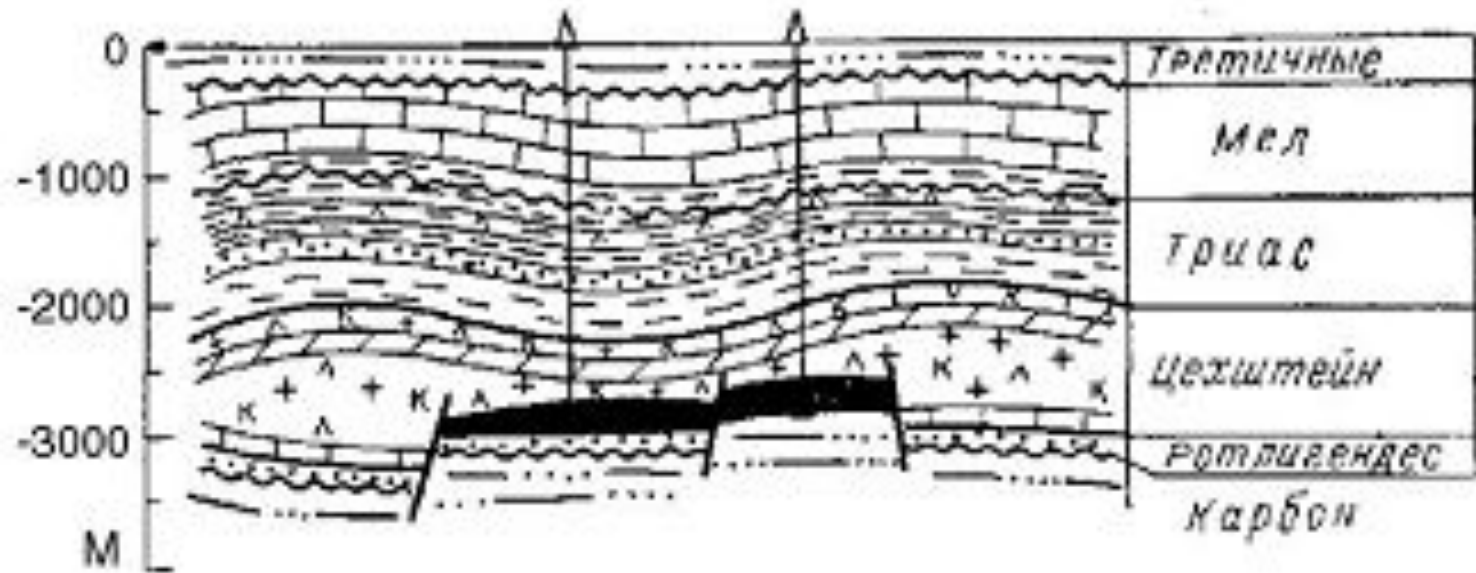


комбинированные литолого-стратиграфические скопления,  
 Разрез нефтяного месторождения Ист-Техас, показывающий  
 характер ловушки (по В. Вер-Вибе, 1952 г.)



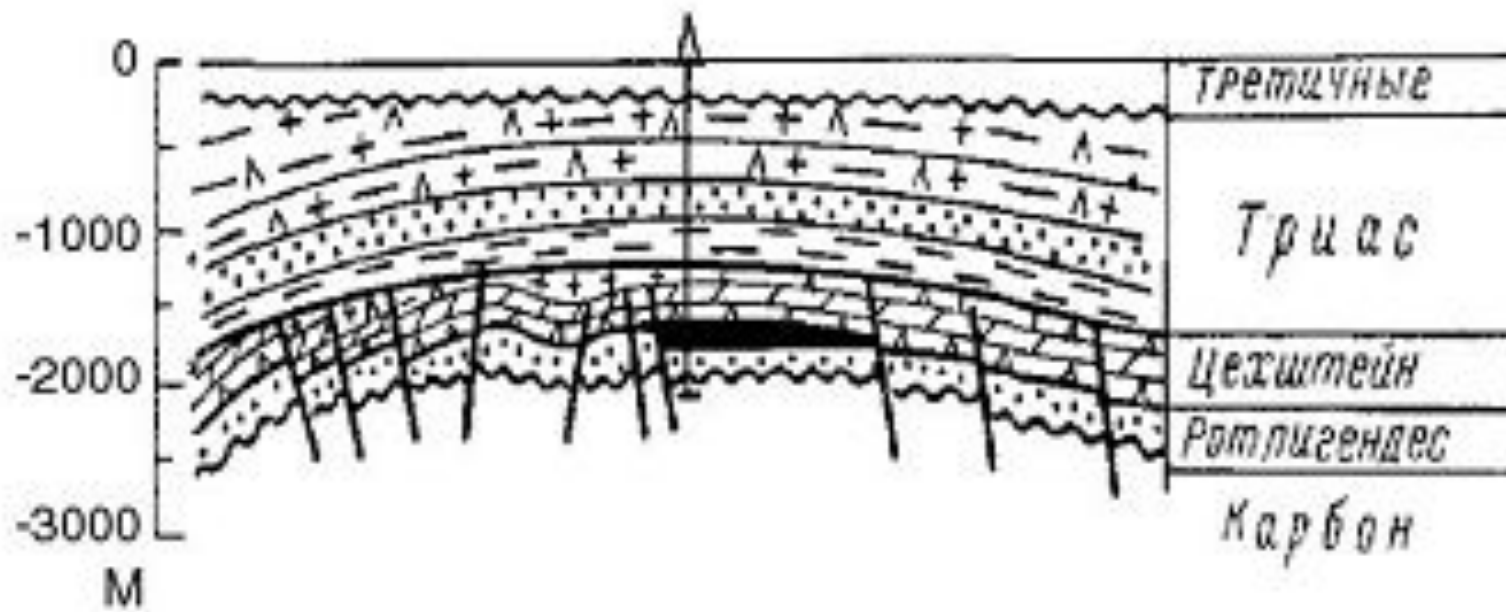
1 – битумные  
 глинистые известняки  
 нижнего мела, 2 –  
 высокопродуктивные  
 песчаники  
 верхнемеловой  
 вудбайн, 3 –  
 эоценовые глины и  
 глинистые  
 известняки свиты  
 остин, 4 – уникальное  
 месторождение  
 нефти, 5 – несогласие.

# Разрезы через газовые месторождения



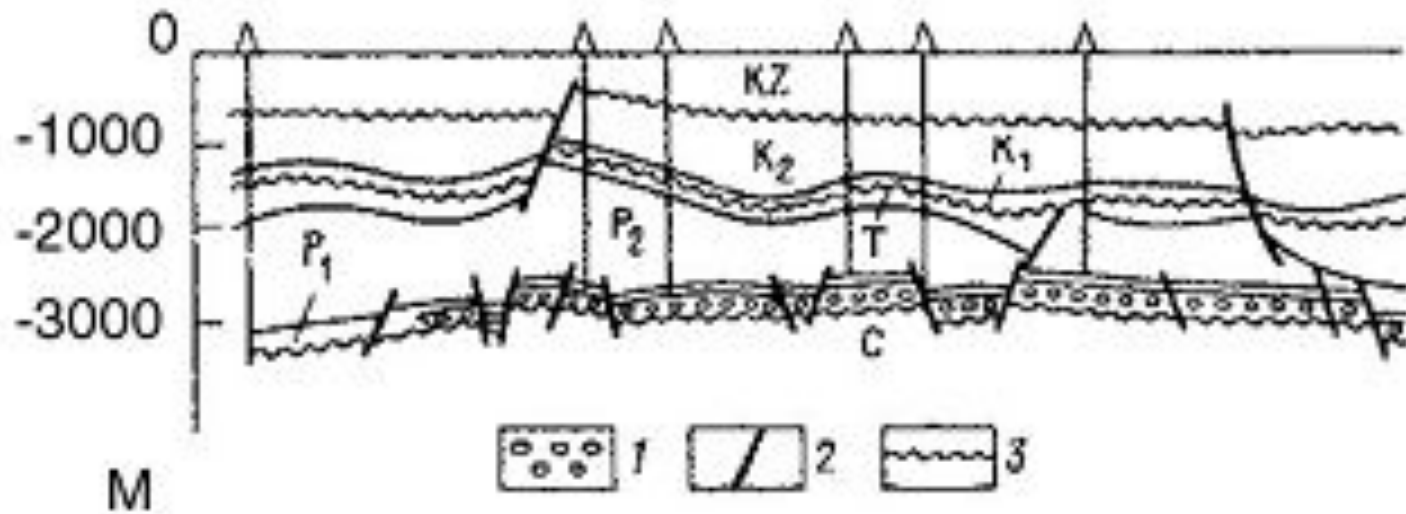
1 – Индифэтигейбл (по Kent, Walmsley, 1970)

## Разрезы через газовые месторождения



II – Леман (по Kent, Walmsley, 1970)

## Разрезы через газовые месторождения



III – Гронинген (по A. Stauble, G. Milius)

# Вуктыльское газоконденсатное месторождение

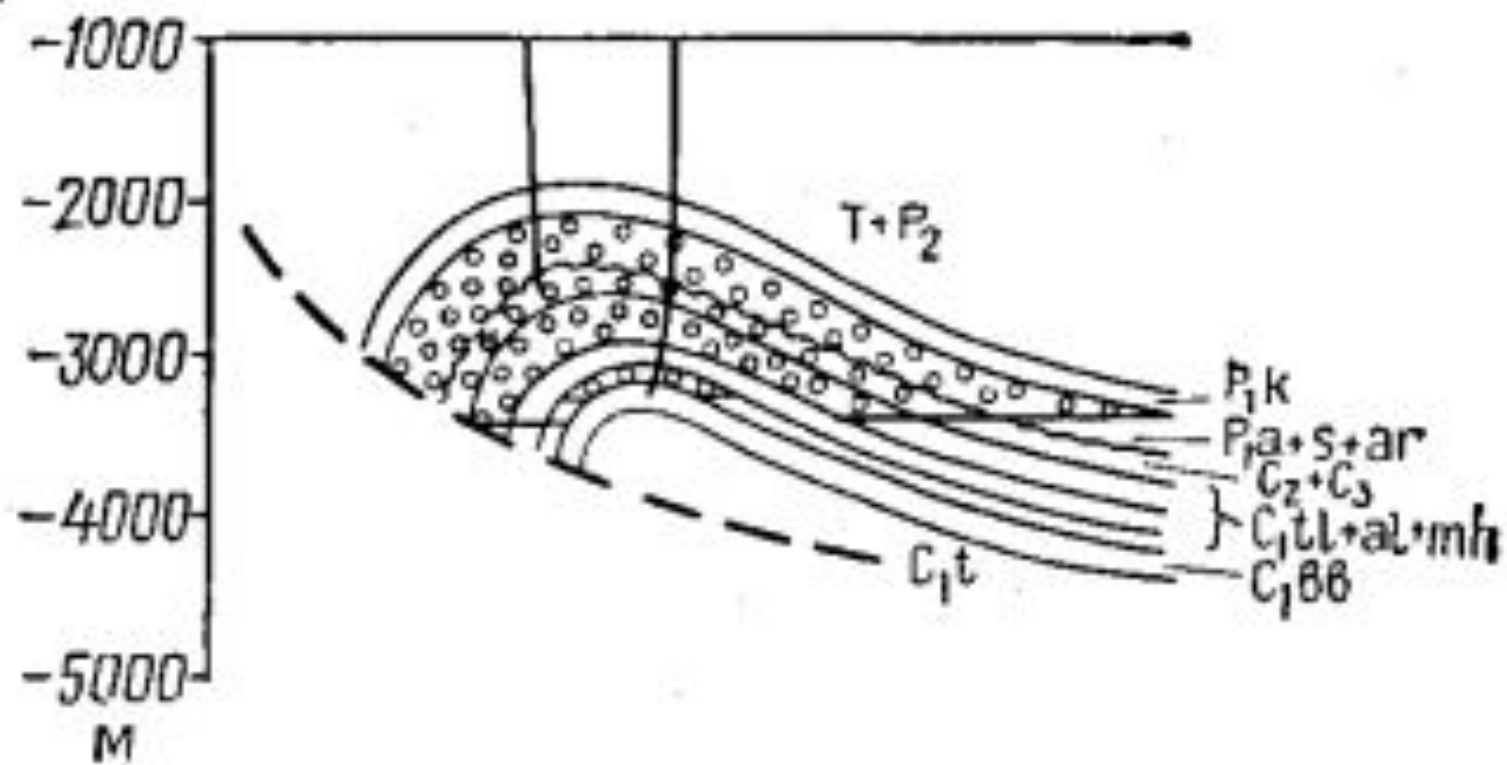
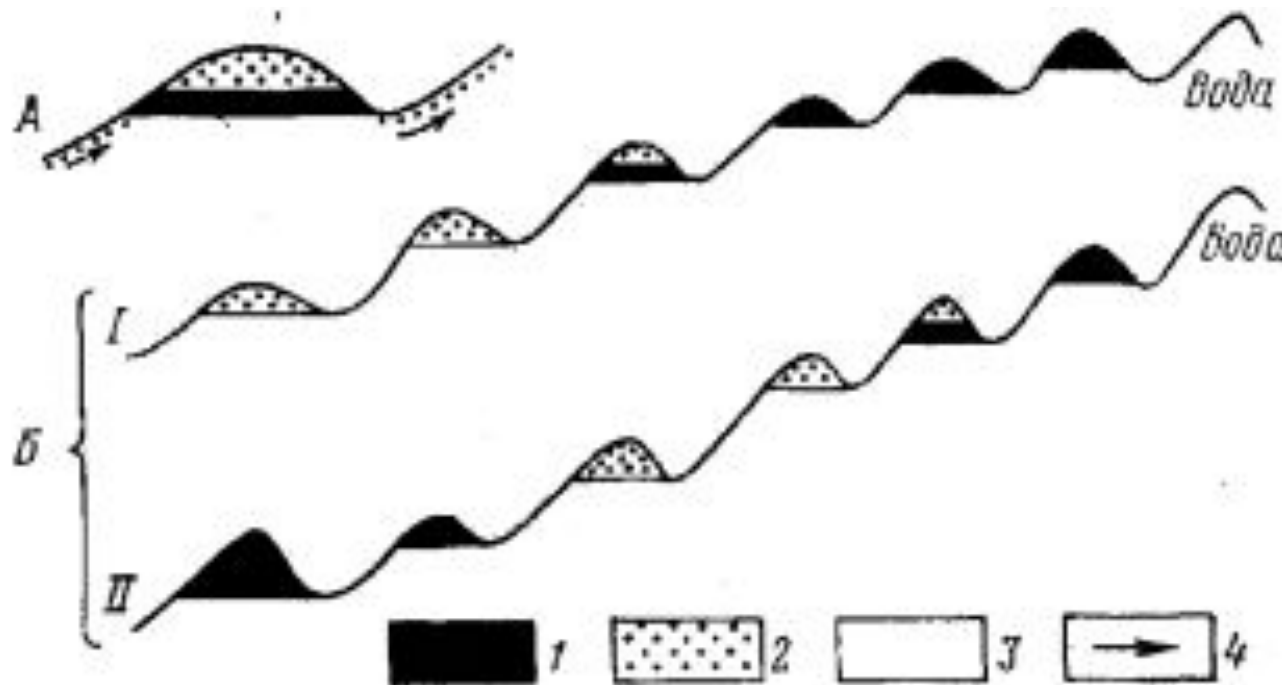


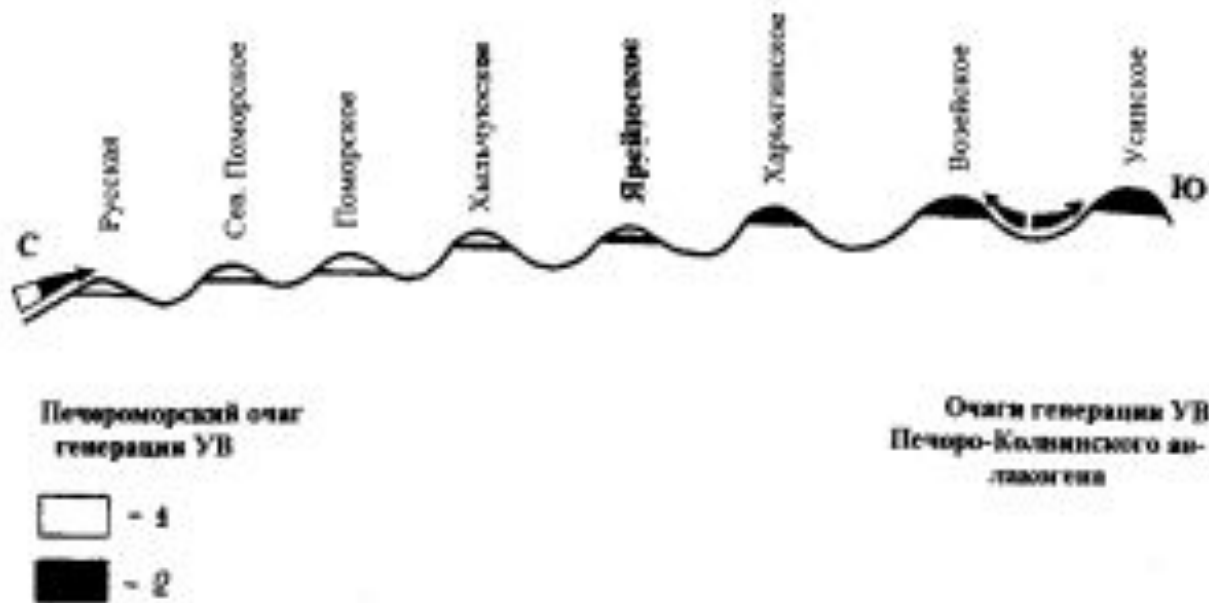
Схема дифференциации нефти и газа в ловушках (А) и принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек (Б) по С.П. Максимову и В. Гассоу



I – при пластовом давлении ниже давления насыщения;  
II – при пластовом давлении выше давления насыщения;  
1 – нефть, 2 – газ,  
3 – вода,  
4 – направление струйной миграции.

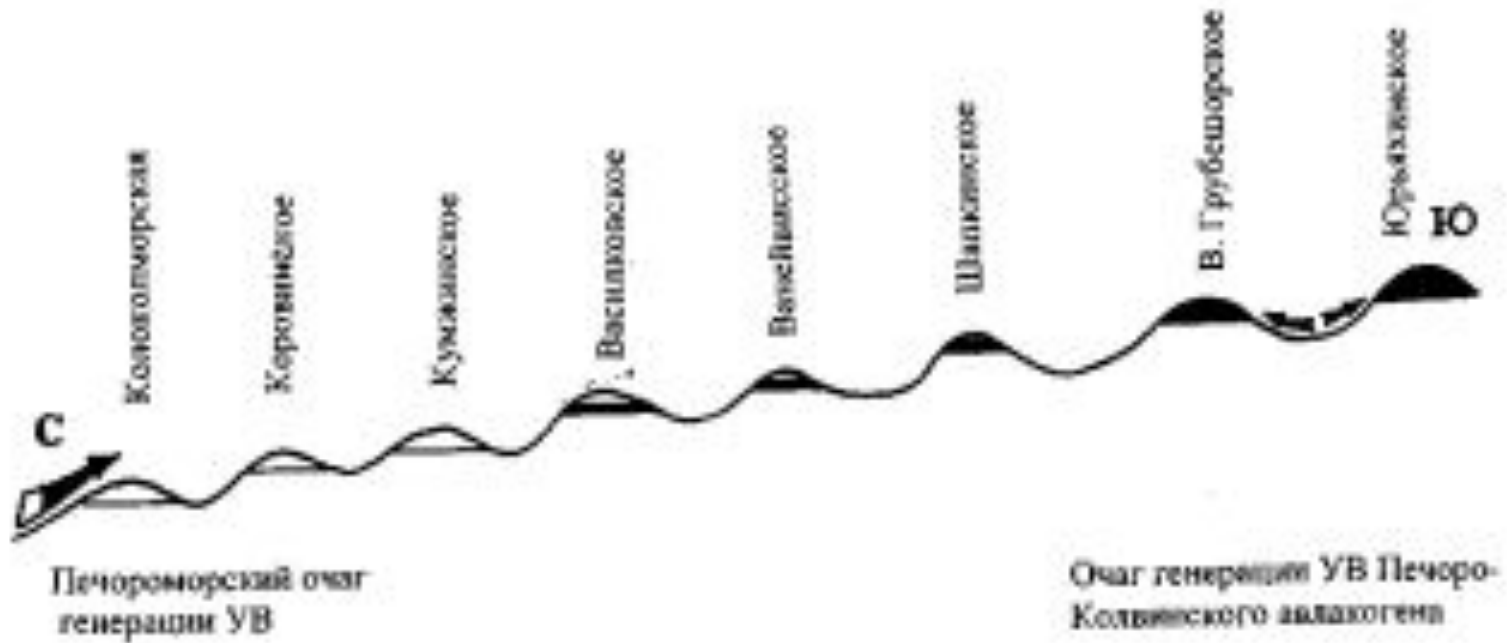


# Принципиальная схема формирования нефтяных и газовых месторождений северной части Тимано-Печорского НГБ

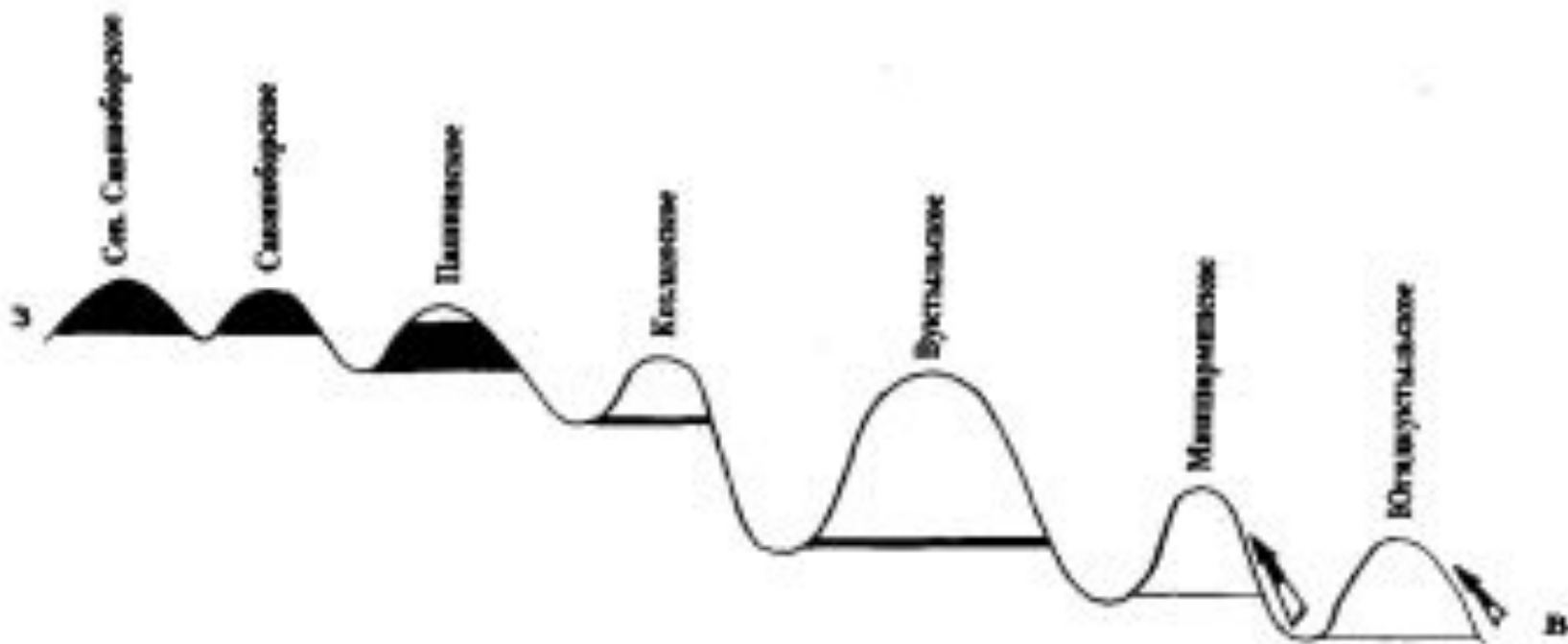


1 – газ и газоконденсат;  
2 – нефть.

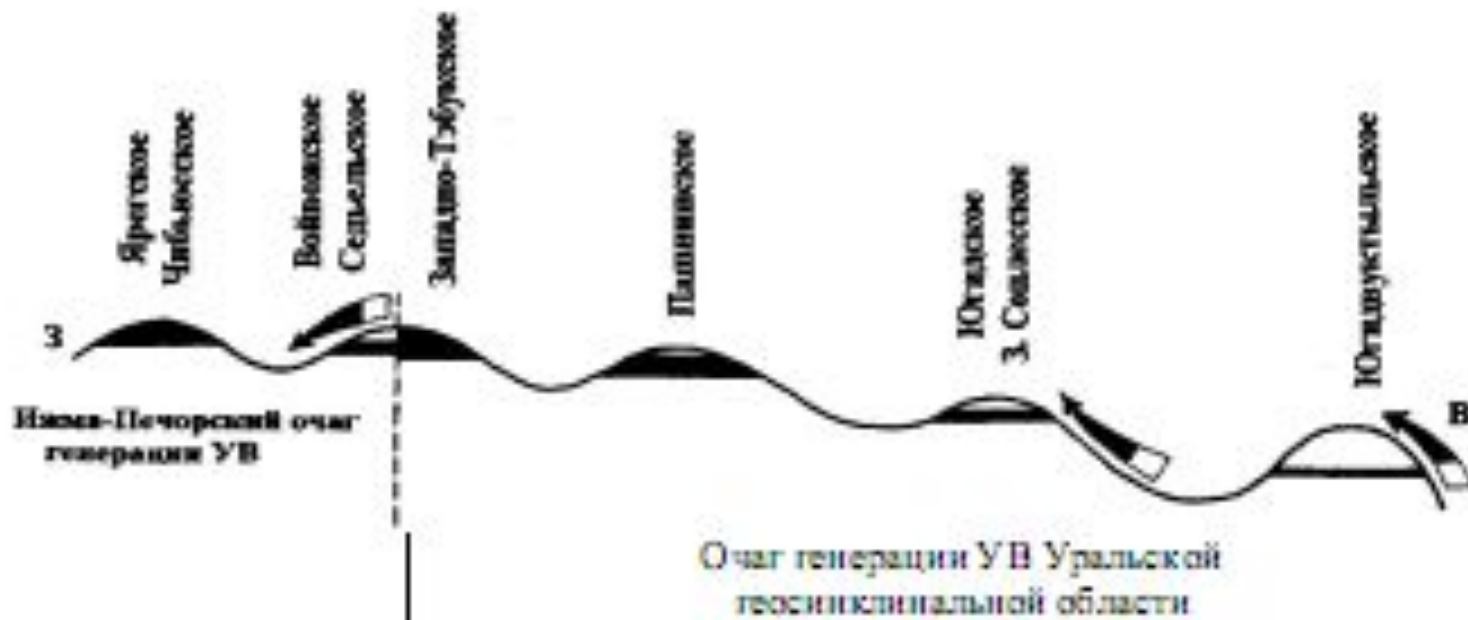
# Принципиальная схема формирования нефтяных и газовых месторождений северной части Тимано-Печорского НГБ



Принципиальная схема формирования месторождений нефти  
и  
газа Верхнепечорской впадины и Мичаю-Пашнинского вала



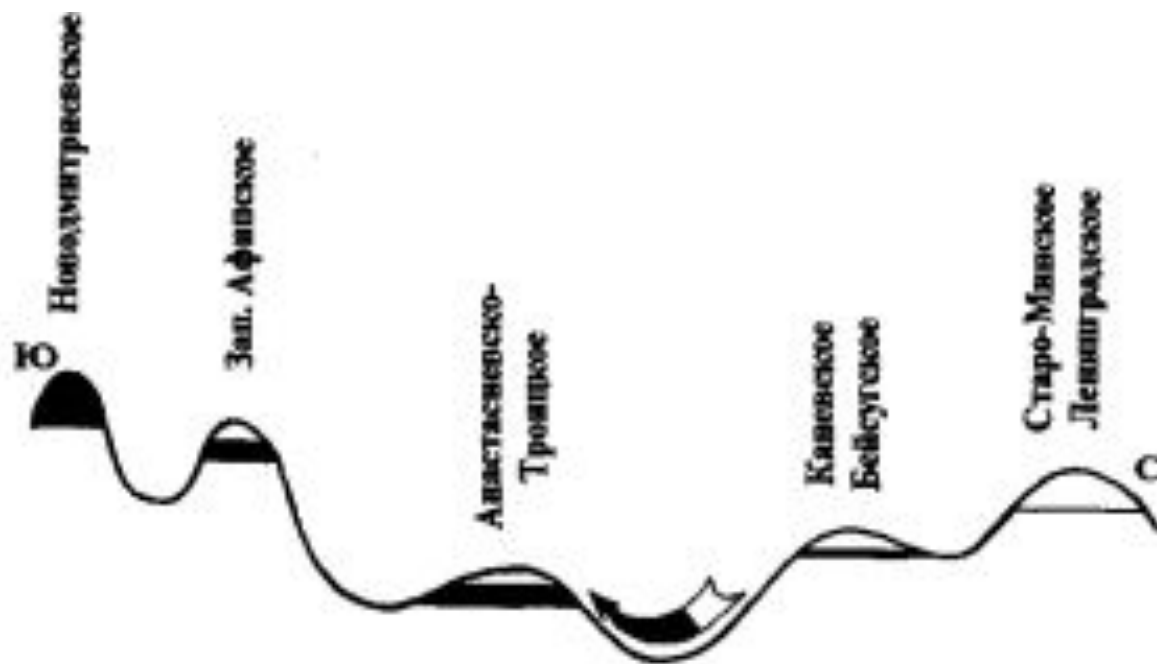
# Принципиальная схема формирования нефтяных и газовых месторождений южной части Тимано-Печорского НГБ



# Схема формирования нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирского НГБ

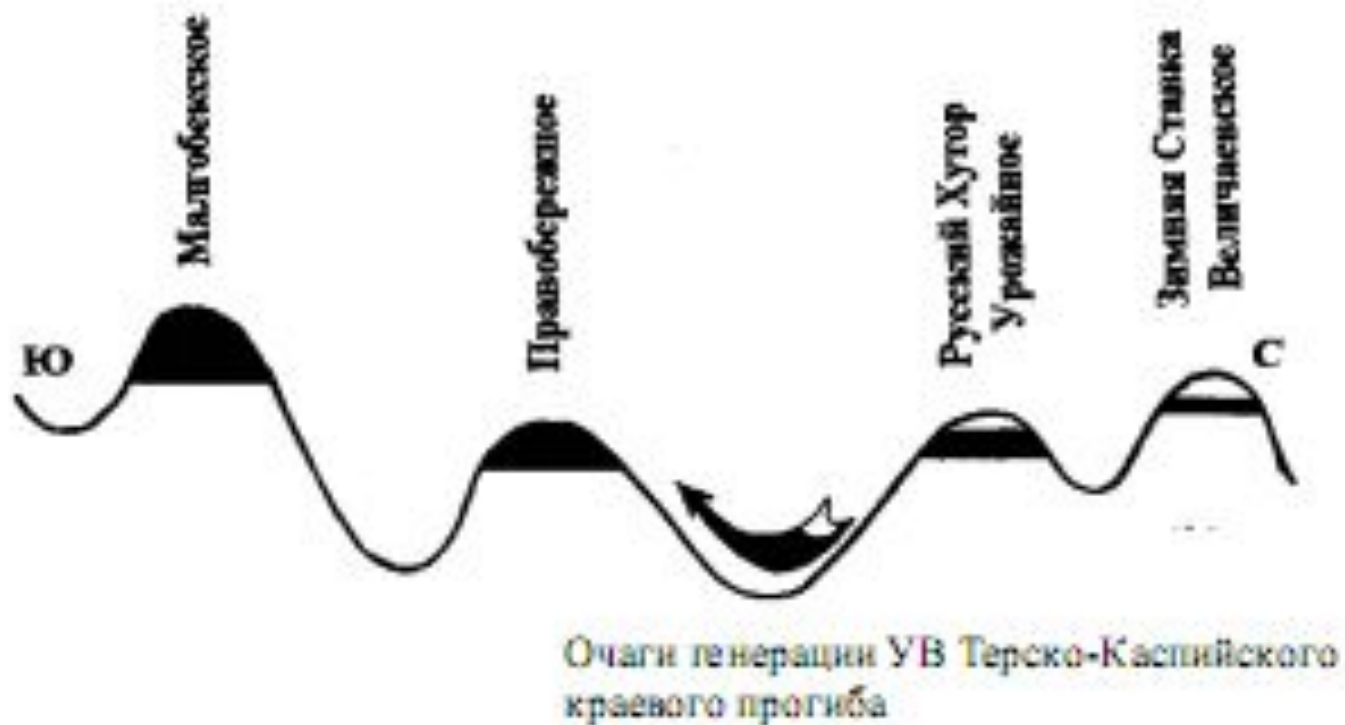


# Принципиальная схема формирования нефтяных и газовых месторождений Азово-Кубанского НГБ

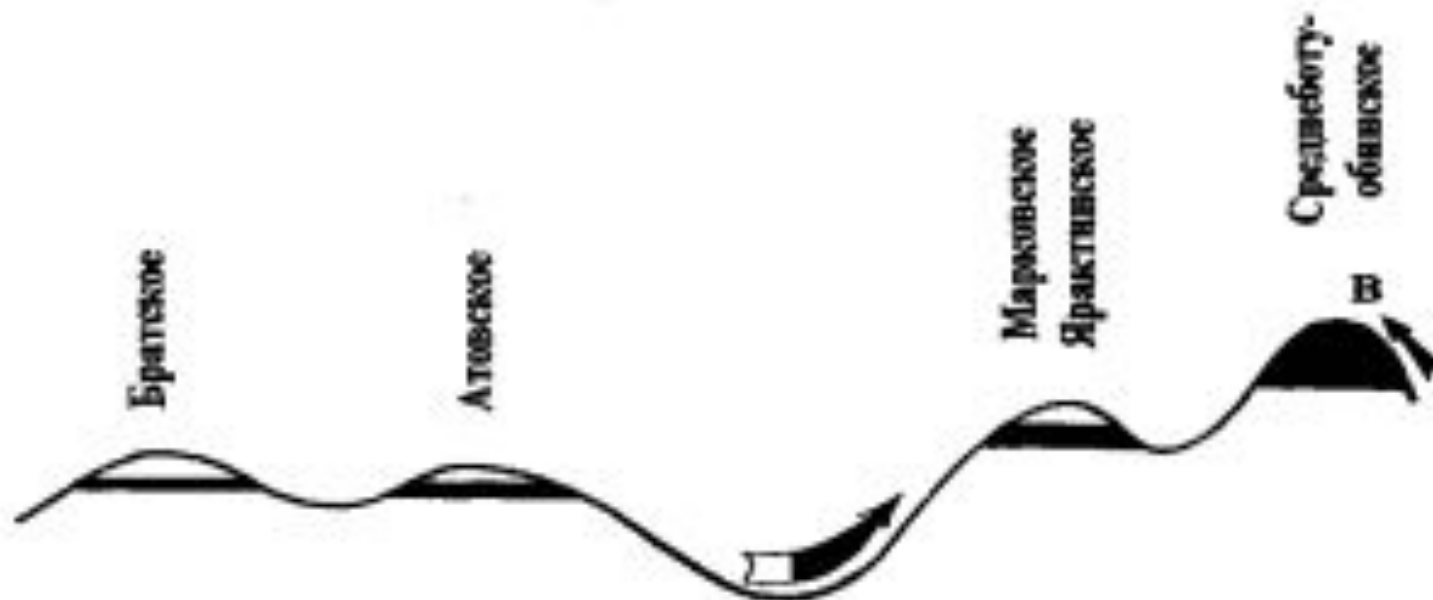


Очаги генерации УВ Индоло-Кубанского краевого прогиба

# Принципиальная схема формирования нефтяных и газовых месторождений Среднекаспийского НГБ



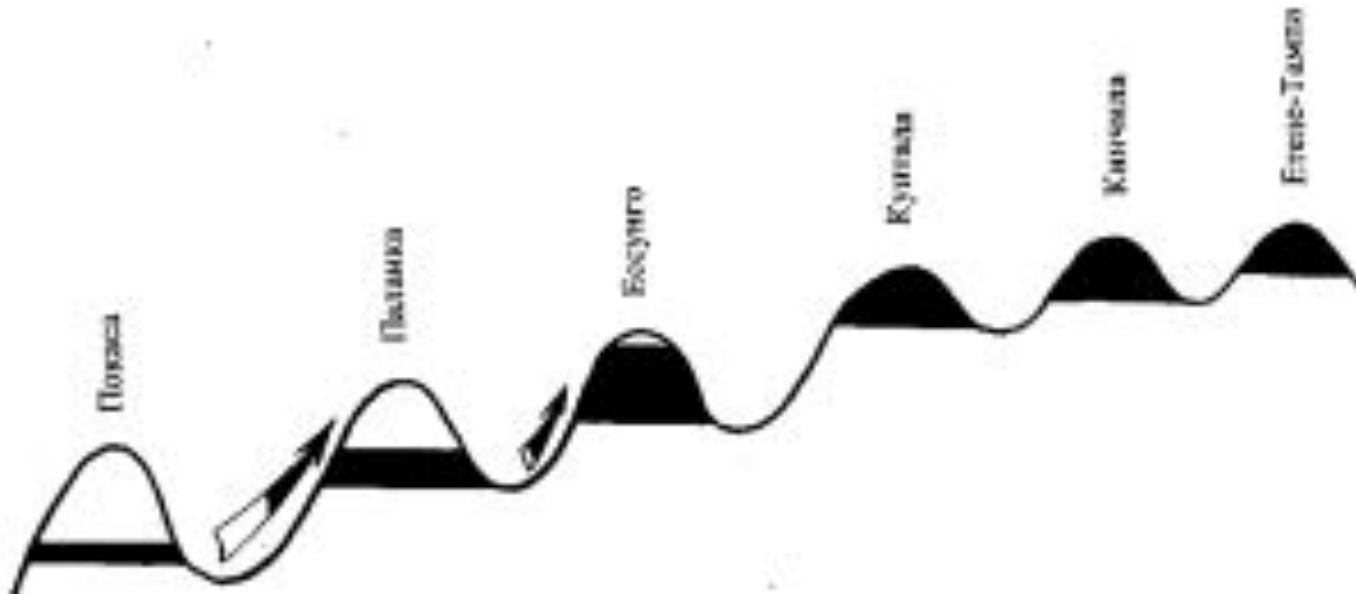
## Схема формирования нефтяных и газовых месторождений южной части Лено-Тунгусского мегабассейна



Региональный очаг генерации УВ Ангаро-Ленской ступени и впадин Непско-Ботуобинского свода

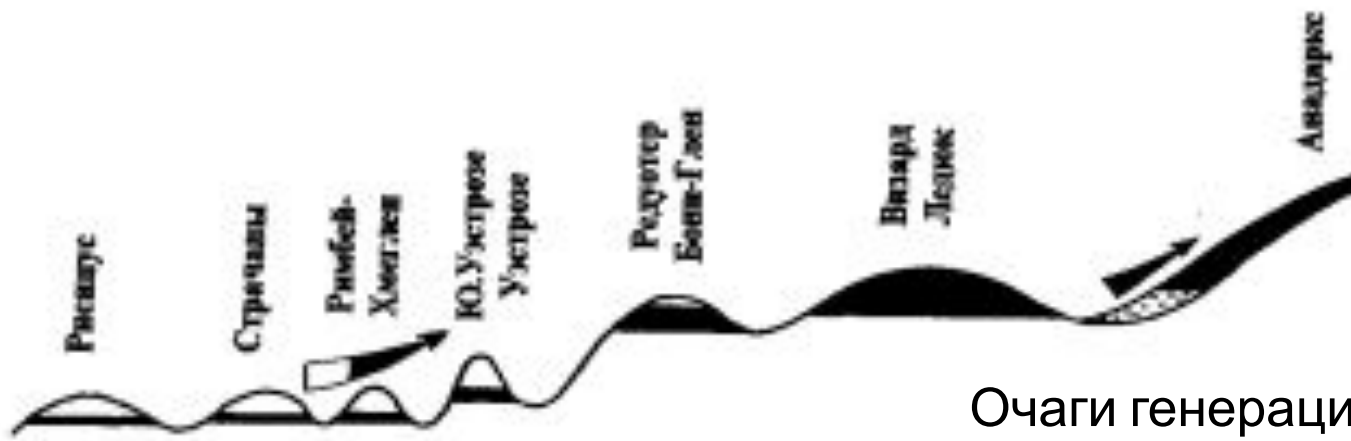


# Схема формирования залежей и месторождений нефти и газа в НГБ Конго Западной Африки



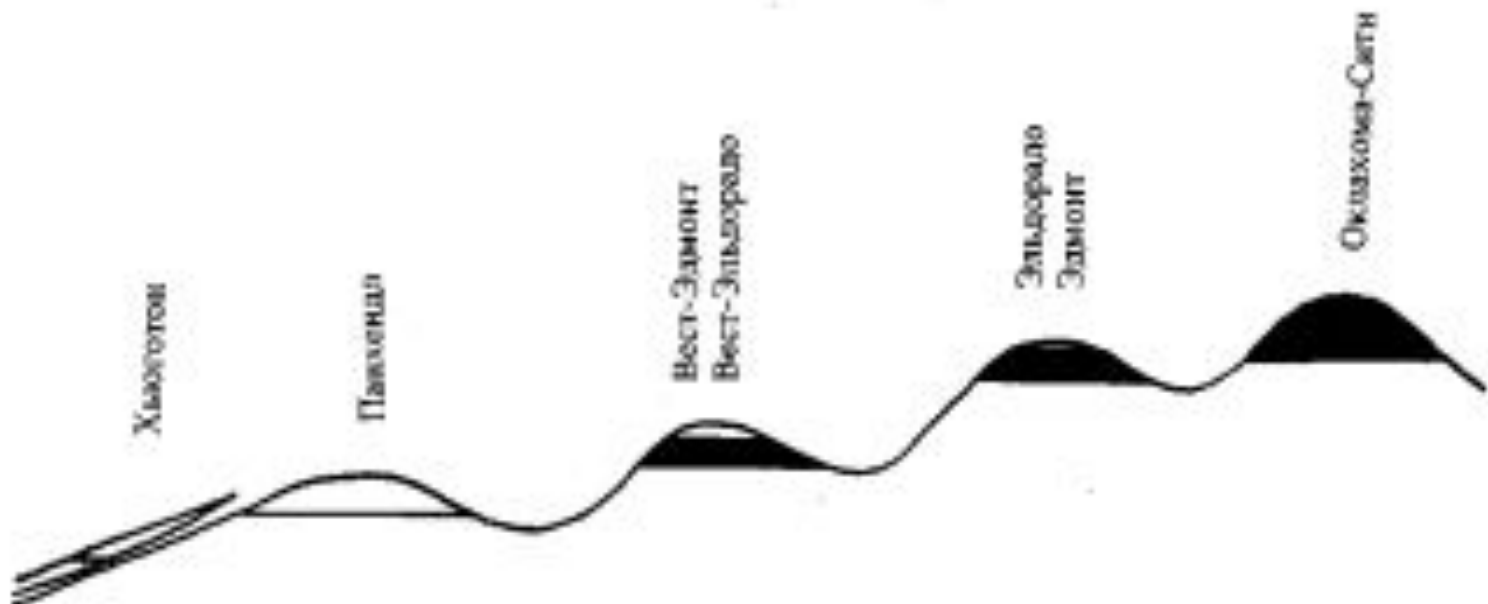
Очаги генерации  
УВ Центрально-  
кайнозойского  
депоцентра

# Принципиальная схема формирования нефтяных и газовых месторождений Западно-Канадского НГБ



Очаги генерации УВ в краевом и внутренних прогибах Западно-Канадского НГБ

# Схема формирования нефтяных и газовых месторождений Мидконтинента США



## Классификация зон нефтегазонакопления

Тип	Группа	Характеристика зоны
Антиклинальный (структурный)	Зоны, формирование которых связано: 1 – с линейно вытянутыми «цепочковидными» поднятиями на платформах и антиклинальными линиями в складчатых и переходных областях	Скопления УВ приурочены к отдельным локальным поднятиям, участвующим в строении вала; единое скопление УВ, контролируемое структурой валоподобного поднятия в целом
	2 – с изометричными куполовидными и брахиформными поднятиями	Скопления УВ приурочены к отдельным локальным поднятиям, участвующим в строении зоны; единое скопление УВ, контролируемое структурами и поднятием в целом
	3 – с региональными разрывными нарушениями и связанными с ними приразломными структурами	Скопления УВ приурочены к системе приразломных поднятий, группирующихся вдоль региональных разрывных нарушений; к моноклиналям, нарушенным региональными и осложняющими их приразломными структурами
	4 – с зонами развития солянокупольных структур	Скопления УВ приурочены к системам линейно вытянутых соляных куполов; к системе соляных куполов, концентрически округлых очертаний
	5 – с региональным развитием трещиноватости в породах	Скопления УВ приурочены к участкам и линейным зонам тектонической трещиноватости; к участкам седиментационной трещиноватости

## Классификация зон нефтегазонакопления

<b>Рифогенный</b>	<b>Зоны, формирование которых связано: 1 – с рифогенными образованиями</b>	<b>Скопления УВ приурочены: к атолам, одиночным рифовым или биогермным массивам</b>
Рифогенный	2 – с барьерными рифами к барьерным рифам	Скопления УВ приурочены: к барьерным рифам

## Классификация зон нефтегазонакопления

### Литологический

Зоны, формирование которых связано:  
1 – с региональным изменением литологического состава отложений и выклиниванием коллекторов вверх по восстанию слоев

Скопления УВ приурочены:  
к участкам регионального замещения коллекторов непроницаемыми породами; к участкам регионального выклинивания пластов-коллекторов на склонах поднятий и бортах впадин; к участкам развития песчаных валоподобных поднятий типа баров в прибрежных частях палеоморей; к участкам развития песчаных прибрежно-дельтовых образований палеорек (шнурковых, рукавообразных)

2 – с песчаными образованиями вдоль прибрежных частей и береговых линий древних морей

## Классификация зон нефтегазонакопления

<b>Стратиграфический</b>	<b>Зоны, формирование которых связано с региональным срезанием и несогласным перекрытием коллекторов непроницаемыми глинистыми или соленосными слоями</b>	<b>Скопления УВ приурочены: к участкам региональных стратиграфических несогласий на платформенных поднятиях и моноклиналях; к участкам развития трещиноватых вулканогенных пород, несогласно залегающих среди толщ осадочного генезиса</b>
Литолого-стратиграфический	Зоны, формирование которых связано с выклиниванием коллекторов, несогласно перекрытых непроницаемыми отложениями более молодого возраста	Скопления УВ приурочены: к участкам регионального выклинивания и стратиграфического срезания коллекторов на склонах поднятий и бортах впадин; к участкам регионального выклинивания вблизи эродированных выступов кристаллического фундамента

