

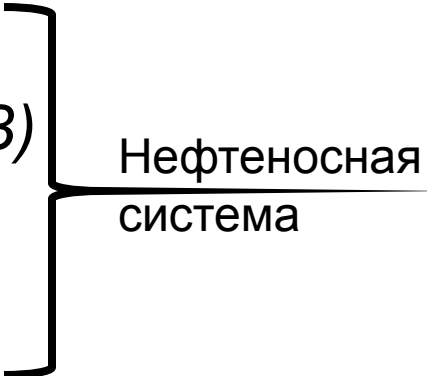
Раздел 5: Формирование углеводородных систем

Основные вопросы:

1. Общие положения
2. Генерация углеводородов
3. Эмиграция (первичная миграция)
4. Миграция (вторичная миграция)
5. Аккумуляция углеводородов и свойства коллектора
6. Ловушки УВ
7. Разрушение/переформирование залежей
8. Свойства углеводородов

1. Общие положения

Что необходимо для возникновения залежи нефти и газа?

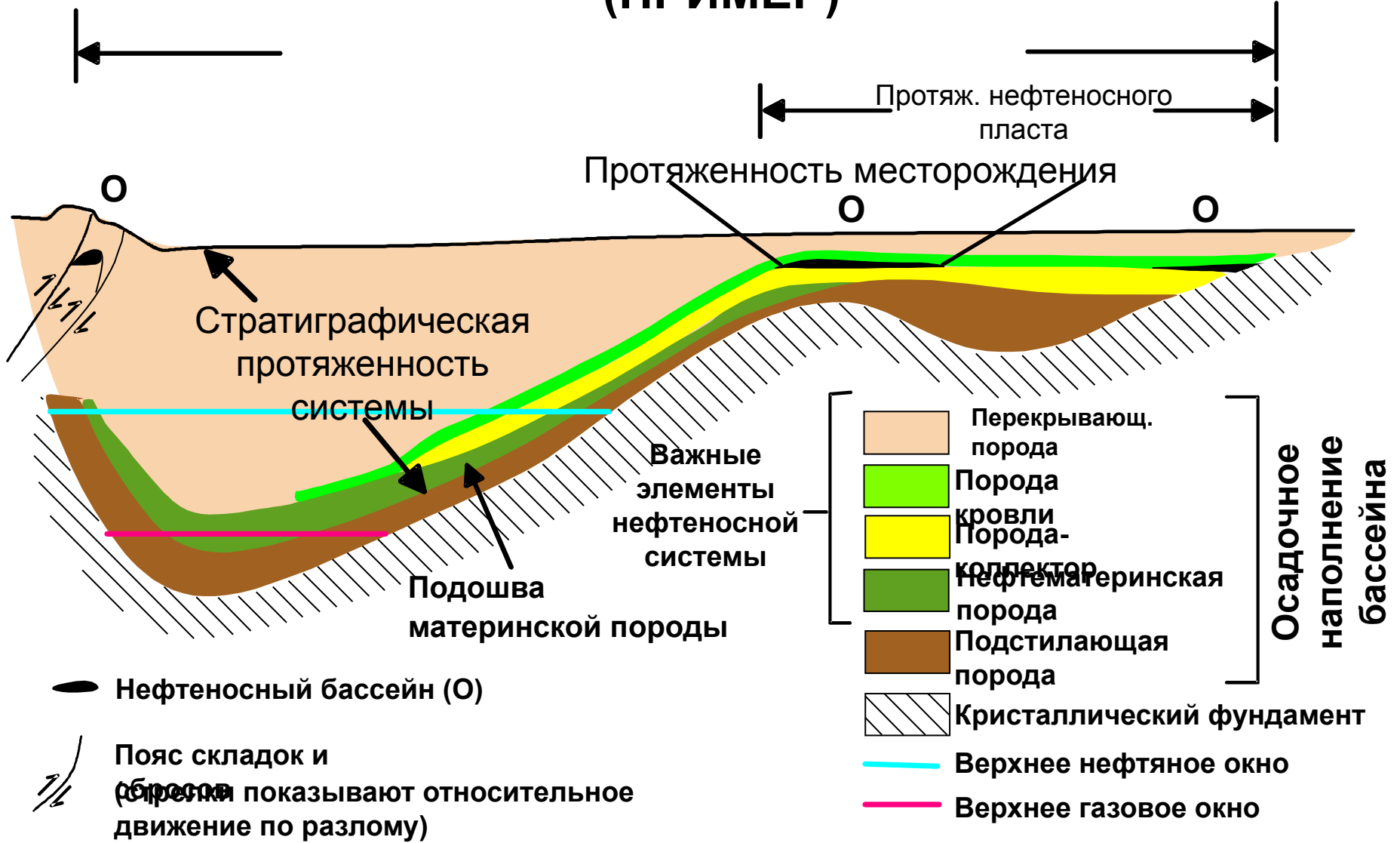
- 1. Материнская порода (источник УВ)
 - 2. Коллектор (резервуар для заполнения УВ)
 - 3. Покрышка (для удержания УВ)
 - 4. Ловушка (для локализации УВ)
- 
- Нефтеносная система

Определения

- 1. Нефтематеринская порода** – это в основном морские глинистые или карбонатные осадки, накапливающиеся в областях длительного прогибания, обогащенные органическим веществом
- 2. Коллектор** – пласт, участок пласта или группа сообщающихся пластов, обладающих поровым (межзерновым), каверновым или трещинным пространством, вмещающим жидкость (воду, нефть) или газ, которые могут перемещаться. Коллекторы могут быть однородными, или неоднородными, включающими пропластки или линзы непроницаемых пород.
- 3. Покрышки, или флюидоупоры**, - породы, препятствующие уходу (миграции) нефти, газа и воды из коллектора. Эти породы могут перекрывать коллектор сверху или замещать его по площади (аргиллиты, соли – типичные покрышки)
- 4. Ловушка** – часть природного резервуара, в которой создаются условия для улавливания флюидов. Наличие ловушки – это первое условие формирования залежи УВ
- 5. Залежь** – это скопление УВ в ловушке, все части которой гидродинамически связаны.
- 6. Месторождение нефти и газа** – участок земной коры, заключающий обособленную совокупность залежей (или одну залежь) в ловушках, формирование которых обусловлено происхождением и строением данного участка.
- 7. Природный резервуар** –местилище для нефти, газа и воды, заключенное в непроницаемые породы (коллектор+покрышка)

Нефтеносная система в разрезе

Географическая протяженность системы
(ПРИМЕР)



(modified from Magoon and Dow, 1994)

2. Генерация УВ

Как образуется нефть?

1. Органическая

2. Неорганическая

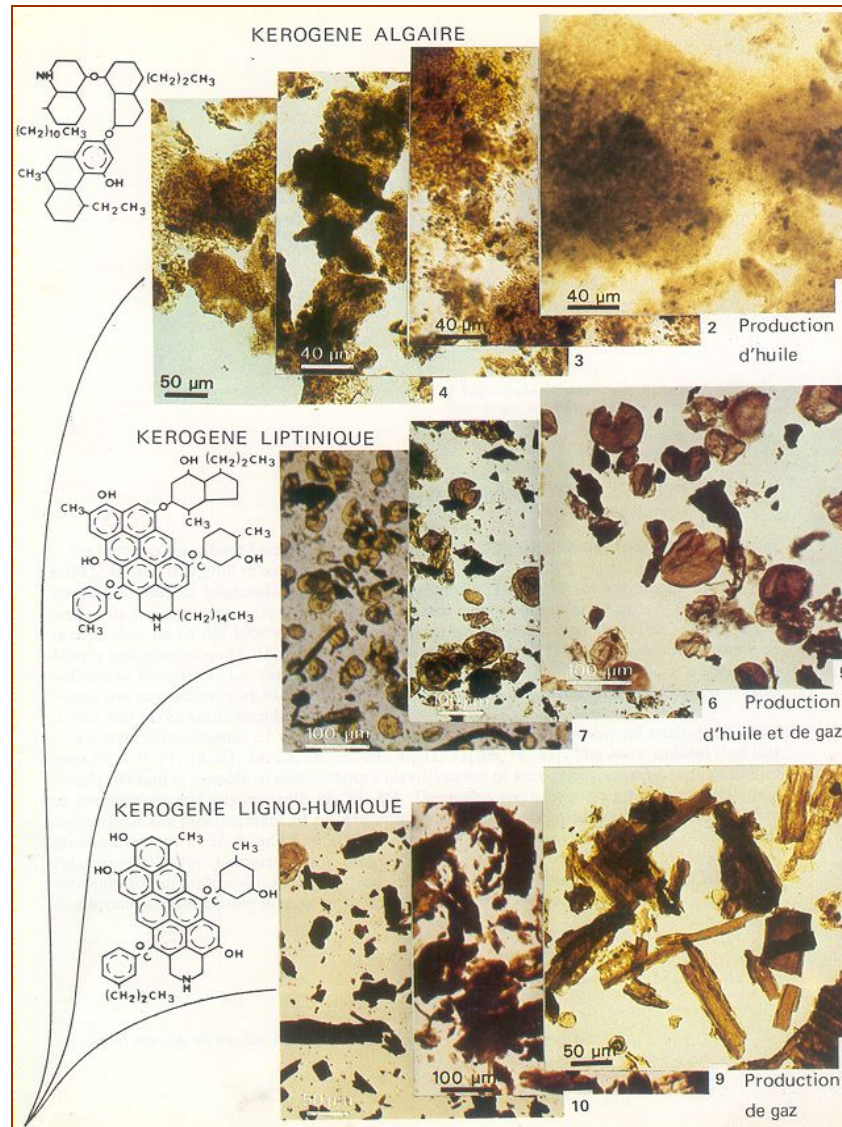
3. Восполняемая

Органическая теория

Базовая концепция – осадочно-миграционная «теория» - фундамент нефтяной геологии.

Основы концепции были сформулированы Уайтом в 1885 году:

- ✓ нефть образуется из органического вещества, захороненного в пластах «черных глин», иногда известняков;
- ✓ его преобразование («перегонка») происходит в условиях слабого термобарического воздействия;
- ✓ породы-коллекторы обладают межзерновой пористостью или трещиноватостью и должны быть перекрыты непроницаемыми породами – покрышками;
- ✓ возможны как латеральная, так и вертикальная миграция;
- ✓ Купола (антиклинали) представляют собой оптимальное, но не единственное местонахождение для нефтяных скоплений.



Водоросли, планктон – при преобразовании дают УВ нефтяного и газового ряда

Липтинит (смола, оболочки листьев, споры) – при преобразовании может давать УВ нефтяного ряда

Лигнит – (древесная и листовая части растений) - при преобразовании переходит в витринит, может давать УВ газы (метан)

Органическая теория: последовательность событий

Нефтеобразование — стадийный, весьма длительный (обычно **50-350** млн. лет) процесс, начинающийся при захоронении органического вещества.

Стадии:

Осадконакопление — остатки отмерших организмов выпадают на дно водных бассейнов

Биохимическая — процессы уплотнения, обезвоживания и биохимические процессы в условиях ограниченного доступа кислорода

Протокатагенез — опускание пласта с органическими остатками на глубину до **1,5 — 2** км, при медленном подъёме температуры и давления

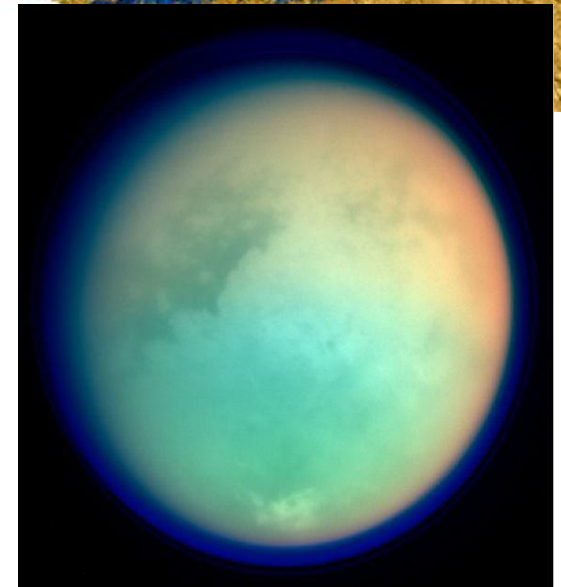
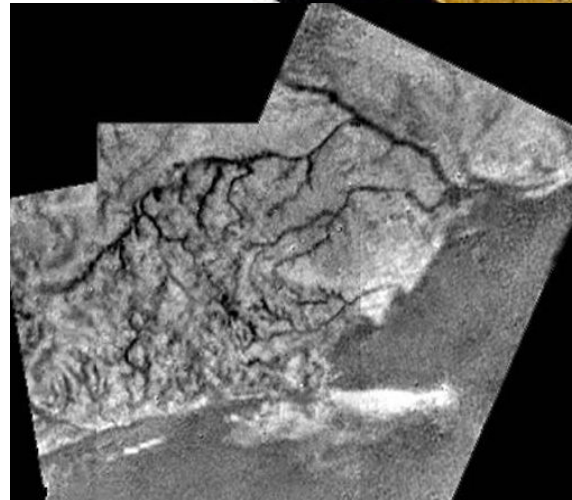
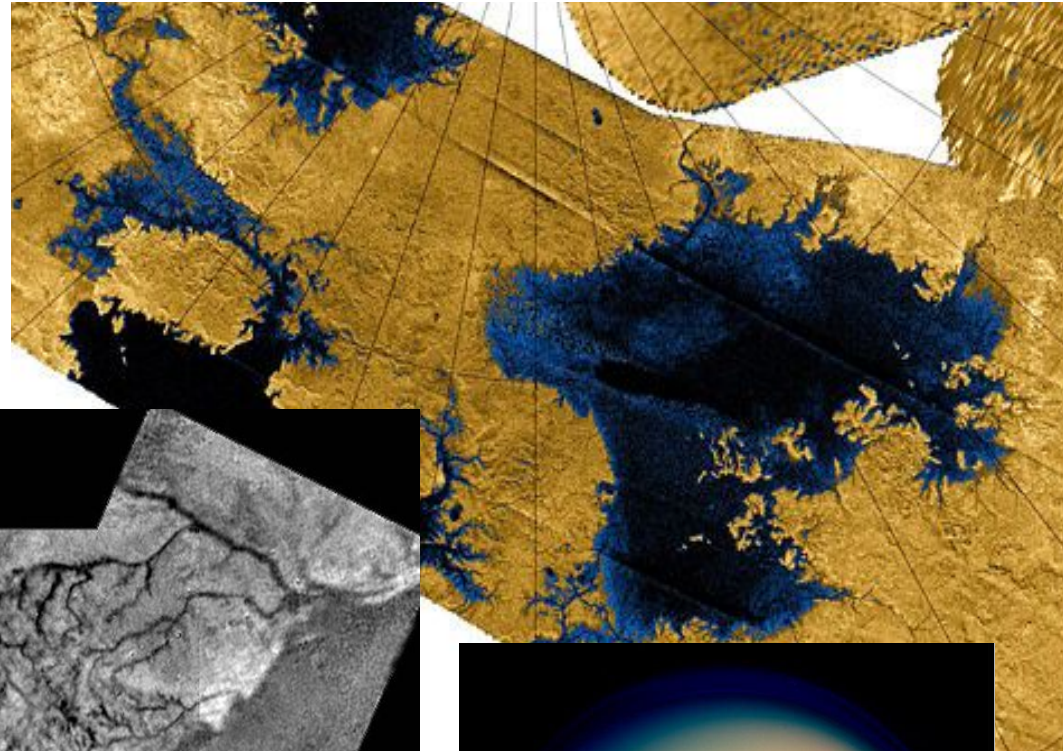
Мезокатагенез или главная фаза нефтеобразования — опускание пласта с органическими остатками на глубину до **3 — 4** км, при подъёме температуры до **150 °С**. При этом органические вещества подвергаются термokatалитической деструкции, в результате чего образуются битуминозные вещества, составляющие основную массу **микронефти**. Далее происходит отгонка нефти за счёт перепада давления и эмиграционный вынос микронефти в песчаные пласты-коллекторы, а по ним в ловушки;

Апокатагенез керогена или главная фаза газообразования — опускание пласта с органическими остатками на глубину более **4,5** км, при подъёме температуры до **180—250 °С**.

Абиогенный синтез ????????????????

АРГУМЕНТАЦИЯ

- Супергигантские месторождения
- Приуроченность некоторых залежей к разломам
- Залежи УВ в магматических и метаморфических породах
- Редкие элементы в нефтях
- Дегазация мантии (метан, гелий и т.п.)
- Нефти и битумы в гидротермах рифтовых зон океанов
- УВ в метеоритах, кометах и на некоторых планетах



Титан – спутник Сатурна Реки и озера (моря?) из этана(+метан, пропан, бутан, бензол и др.)

Абиогенный синтез ????????????????**ХИМИЗМ:**

Карбидная гипотеза Менделеева, например при накаливании:



Реакция Фишера-Тропша (получение алкановых и ароматических УВ в жестких термобарических условиях – температуры 150-300° С - в присутствии чистых катализаторов, например, *платиноидов*):



Синтез нефти из углеводородных радикалов (**СН, СН₂ СН₃**) при температурах более 700°С (Н.А.Кудрявцев, И.В.Гринберг и др.).

НО!!!

- **Не все компоненты нефтей синтезированы**
- **Сложные условия, редкие катализаторы**

МАСШТАБЫ НЕЗНАЧИТЕЛЬНЫ!!!

Восполняемая теория

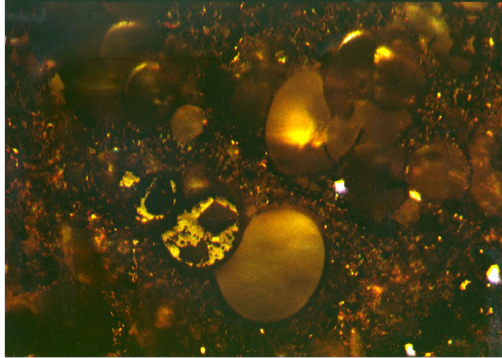
- *Ромашкинское месторождение* – на ряде залежей, по которым уже извлечены все балансовые запасы, добыча продолжается
- *Месторождения Башкирии* – притоки чистой нефти на давно обводненных и законсервированных скважинах
- *Количество добытой нефти в Чеченской республике* в пределах грозненских залежей не могло вместиться во всех известных структурах
- *Приуроченность крупных месторождений к разломам*

Крупные залежи УВ возникают не за миллионы лет, а за десятилетия

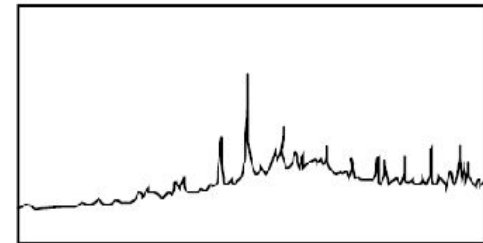
Гипотеза о том, что кристаллический фундамент играет роль постоянной подпитки нефтяных месторождений осадочного чехла по трещинам и разломам

Современное состояние теории происхождения УВ

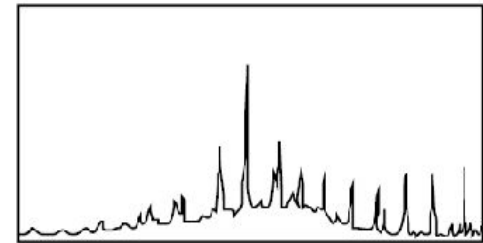
Все-таки органическое!



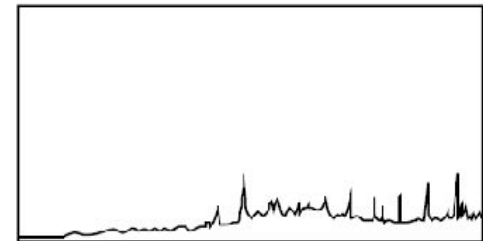
- **Биомаркеры** (хемофоссилии) – остатки органических соединений организмов, распознаваемые на химическом (молекулярном уровне)



Oil
Audignon
(Albian)



Source Rock
Airo sur Adour
(Upper Jurassic)



Oil
Gajacq
(Albian)

Tissot and Welte, 1978



Источник углеводородов - ОВ, концентрация и распространение

- Органическое вещество (ОВ) является обязательным компонентом практически всех осадочных образований.
- **Среднее содержание** органического (Сорг) или некарбонатного углерода (Снк) для **осадочных пород** составляет около **0,55-0,6%**, что соответствует **13-15 кг Сорг на 1 м³**.
- **Ф. Кларк** определил величину Сорг для осадочных пород — **0,65%**, субкларк для глинистых — **0,80%**.
- **П. Траск** определил субкларк для обломочных пород — **0,75%**, для карбонатов — **0,49%**. Он установил, что в «**глинистых породах содержание Сорг в два раза больше, чем в алевритовых, а в последних - в два раза больше, чем в песчаных.**» - закономерность Траска
- На долю **каустобиолитов (горючих горных пород)** приходится всего **2%** общей массы Сорг
- Обобщив данные разных исследователей Н.Б. Вассоевич рассчитал следующие **субкларки Сорг** : глинистые породы — **0,9%**, алевритовые — **0,45%**, песчаные и карбонатные — **0,20%**, среднее по всем типам пород - **0,58%**
- Кларковые значения Сорг для **всех пород стратисферы континентов** составляют **0,50%** (Ронов, Ярошевский, 1976), **для океанов — 0,51%** (Троцюк, Марина, 1988).


Распределение ОВ

- Распределено ОВ в осадочных породах неравномерно, выделяются две основные группы: рассеянное ОВ - **РОВ** и концентрированное ОВ - **КОВ**. Граница между ними проведена по содержанию Сорг = 2,5%; что в четыре раза выше кларка.

- Классификация осадочных пород по содержанию ОВ (Сорг)**

**Р
О
В**

**К
О
В**

Группа	Под-группа	Содержание Снк, %	Характеристика		Преобладающий тип ОВ
Рассеянное ОВ (РОВ)	1	< 0,61 (кларк 0,6)	Сильно рассеянное ОВ		Сапропелевый (водоросли)
	2	0,62-2,5	Умеренно рассеянное ОВ		
Концентрированное ОВ (КОВ)	3	2,51-10	Слабо концентрированное ОВ	Доманикиты Баженовиты	Гумусовый 
	4	10,01- 40	Умеренно концентрированное ОВ	Горючие сланцы	
	5	>40	Значительно концентрированное ОВ	Каустобиолиты	

ОВ, состоящее из водорослей и бактерий, называется **сапропелевым**,

ОВ – из высшей растительности - **ГУМУСОВЫМ**

Интерпретация содержания общего органического углерода (ООУ) (основанная на данных о зрелости нефтяного окна)

Потенциал
генерации
углеводородов

ООУ в глине
(масс. %)

ООУ в карбонатах
(масс. %)

Плохой

0,0 -0,5

0,0-0,2

Средний

0,5 -1,0

0,2-0,5

Хороший

1,0 -2,0

0,5-1,0

Очень хороший

2,0 -5,0

1,0-2,0

Отличный

>5,0

>2,0

Органические вещества в осадочных породах



**Микрофотография угля
в отраженном свете**

Кероген

Органическое соединение, содержащееся в осадочных породах; не растворяется в неокисляющих кислотах, щелочах и органических растворителях

Витринит

Нефлюоресцентное органическое вещество древесного происхождения

Отражающая способность витринита является основным показателем для определения степени углефикации и термальной зрелости материнской породы.

Типы керогена и генерируемые им углеводороды

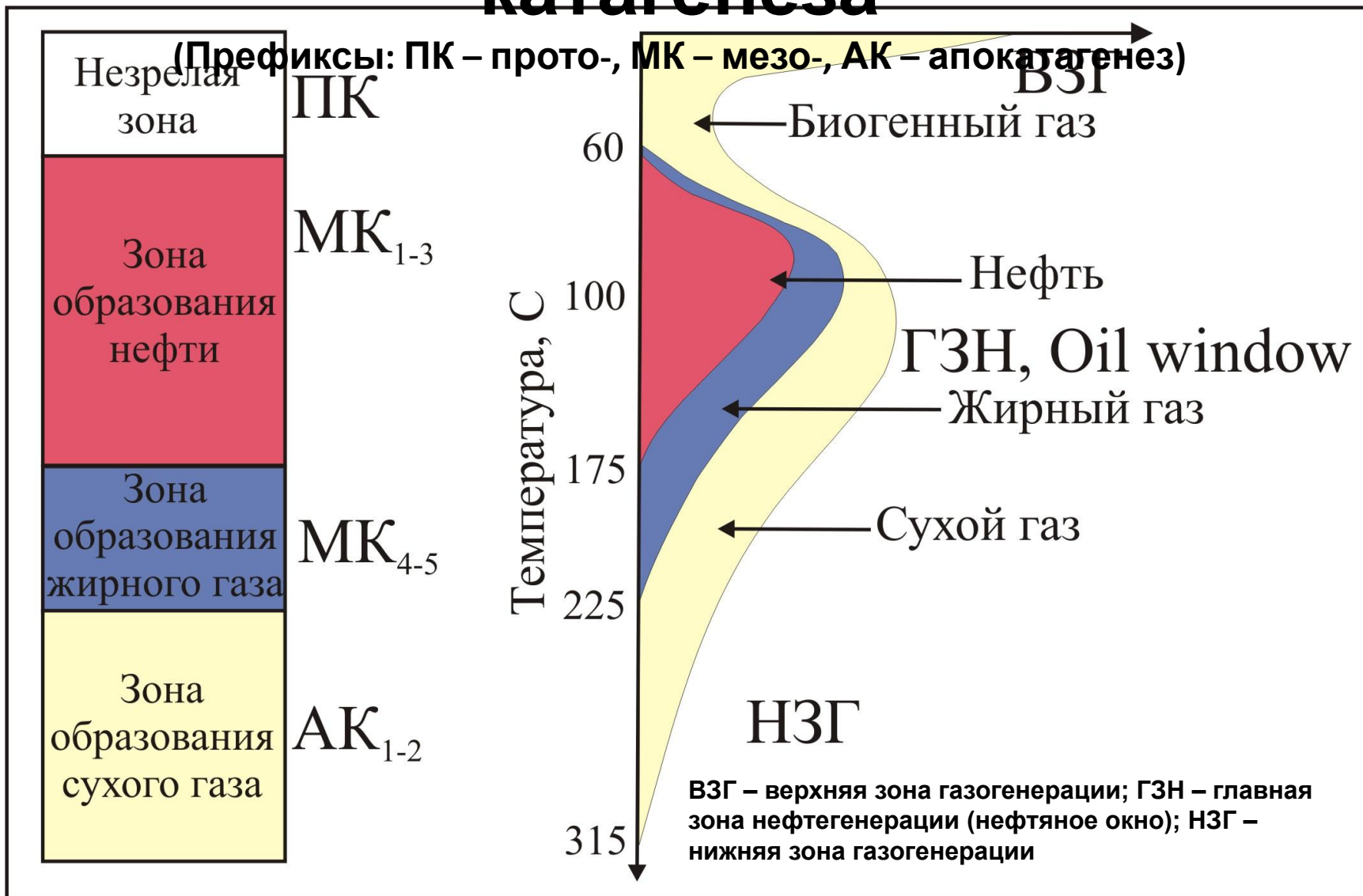
Среда	Тип керогена	Форма керогена	Происхождение	Продукт
Водная	I	Альгинит	Водоросли	Нефть
		Аморфный кероген	Разложившиеся водоросли	
	Разложившийся планктон преимущественно морского происхождения			
Наземная	II	Экзинит	Споры и пыльца, кутикулы листьев и травянистых растений	Газ с небольшим кол-вом нефти
			Растительные остатки и коллоидная гуминовая масса	
	III	Витринит	Растительные остатки и коллоидная гуминовая масса	Нет
	IV	Инертит	Окисленные остатки древесного происхождения	

Что вынуждает нефтематеринскую породу генерировать УВ?

Изменения ОВ при погружении (P и T):

1. Стадия осадконакопления в бассейне сменяется стадией **диагенеза** – перехода осадка в породу. Условия диагенеза более инертны для процессов трансформации ОВ, так как микробиальная деятельность с погружением затухает, а температура еще слишком низка, чтобы стимулировать абиогенное превращение ОВ в жидкую и газообразную фазы.
2. **Катагенез** – это более глубокое изменение осадочных пород в стратисфере (осадочной оболочке). Изменение осадочных толщ происходит в присутствии пластовых растворов. Возрастающее давление уплотняет породы, отжимается вода. Преобразование ОВ происходит в течение длительного времени под влиянием возрастающей температуры, что способствует трансформации твердого ОВ в жидкую и газообразную фазы.

Вертикальная зональность зоны катагенеза



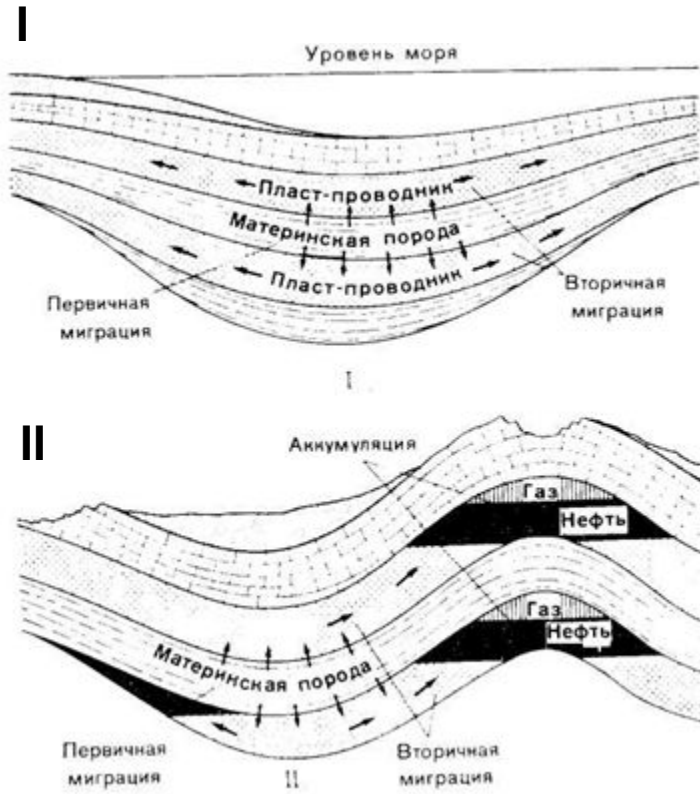
3. Миграция и ее виды

- Для того, чтобы сформировались залежи нефти и/или газа образовавшиеся в НГМП УВ-ные флюиды должны мигрировать из материнской толщи и по **коллектору-проводнику** переместиться в **ловушку**.
- **Первая фаза** перемещения флюидов внутри НГМП и переход в коллектор называется **первичной миграцией или эмиграцией**.
- **Вторая фаза** – перемещение или миграция по коллектору (коллектору-проводнику) до ловушки – **вторичная миграция**.
- При переформировании залежей или разрушении отмечается **третья фаза** миграции – **третичная или ремиграция, или дисмиграция**.

НГМП – нефте-газоматеринская порода

Виды миграции

- **Образование залежей нефти и газа: схема первичной и вторичной миграции на ранней и более поздней стадиях эволюции НГБ.**
- **I** - начальная фаза первичной и вторичной миграции; **II** — более поздняя стадия первичной и вторичной миграции и образование залежей



Различия между первичной и вторичной миграцией заключаются не в разных процессах миграции, а в **разном размере пор и литологическом типе пород и в разном распределении флюидов.**

Процессы **первичной и вторичной** миграции ведущие к образованию залежей нефти и/или газа, включают механизмы **концентрации рассеянных углеводородных флюидов**

Факторы влияющие на миграцию

- Уплотнение (ранняя стадия)
- Явление диффузии
- Увеличение объема нефти и газа

Первичная

- Гравитационные силы
- Гидродинамические силы

Вторичная

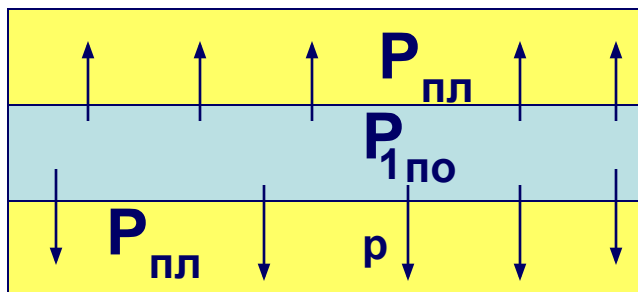
Причины $R_{\text{пор}} > R_{\text{пл}}$

3. ЭМИГРАЦИЯ

- Уменьшение объема пор при уплотнении
- Температурное расширение (вода – жидкие УВ – газы)
- Увеличение объема УВ относительно исходного ОВ (на 25%, т.е. на 4-5% от объема пор)
- **Появление новых порций воды (десорбция и дегидратация)**

Энергетически одинаково эффективны как кровельная, так и подошвенная эмиграция

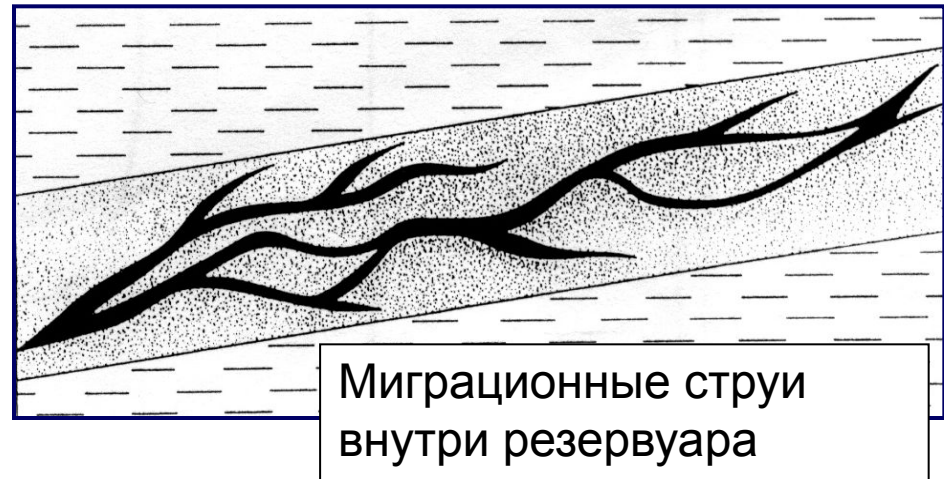
дискретные инъекции



4. МИГРАЦИЯ

- При совместном движении несмешивающихся флюидов каждый находит себе устойчивый канал (тоннельный эффект Р. Коллинза).
- Только в пределах этих каналов достигается насыщение, необходимое для перемещения в непрерывной фазе (в виде струй).
- Наиболее крупные поры занимает нефть

Нефть мигрирует в коллекторе в виде разветвленной системы струй



Дальность миграции

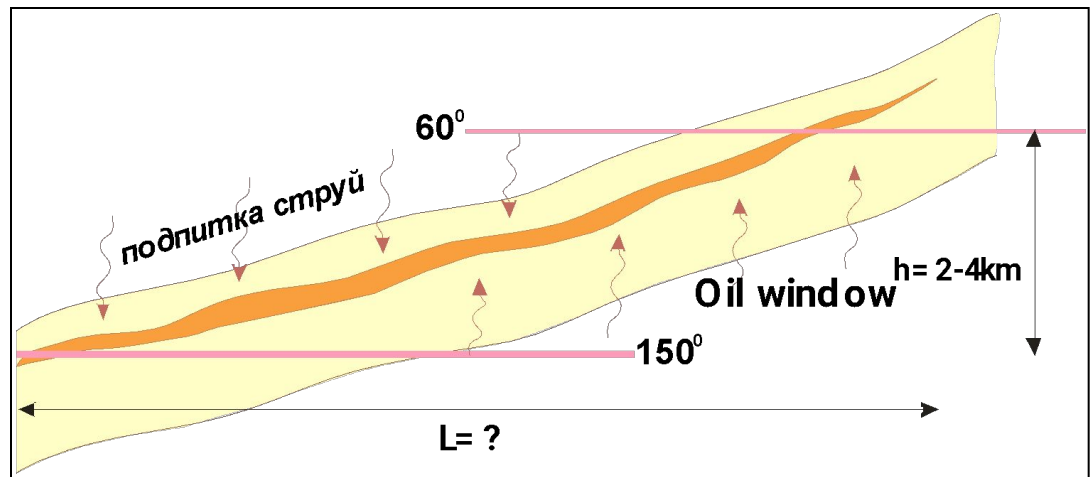
4. МИГРАЦИЯ

- Зависит от мощности зоны генерации и угла наклона пластов

При попадании в зоны температур ниже 80°C возрастает поверхностное натяжение, вязкость УВ и сорбционные силы – «угасание» струй

При малых углах падения пласта архимедова сила очень мала ($1^{\circ} - 0,15$ мПа)

Дальность миграции нефти вряд ли превышает 100 км, газа – до 300 км.

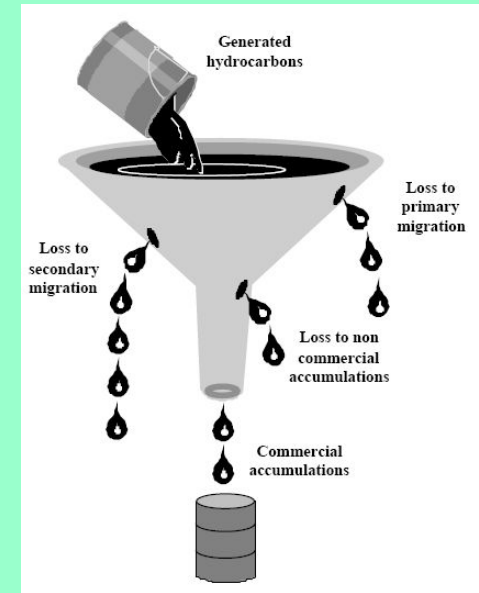
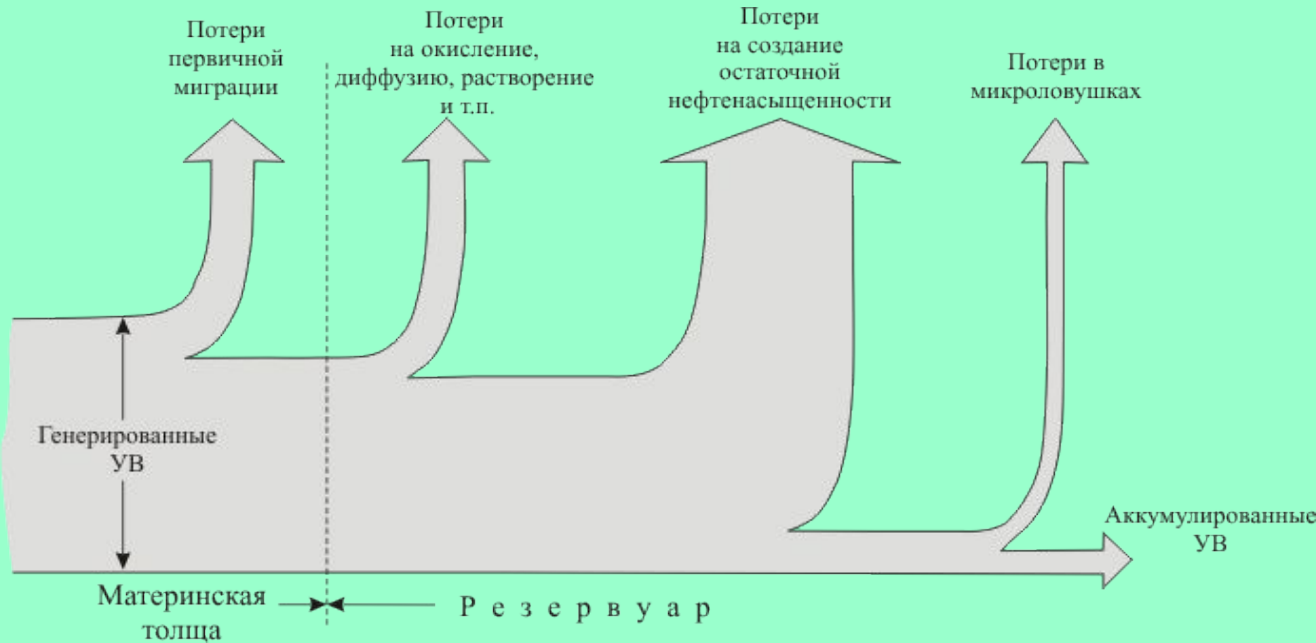


Скорость миграции

Для нефти составляет $n \cdot (1-10)$ см/год, для газа - $n \cdot (1-10)$ м/год

Миграционные потери

- Часть углеводородных флюидов неизбежно будет теряться на миграционных путях.



- На создание остаточной нефтенасыщенности - сорбция (*при $T > 90^{\circ}\text{C}$ не велики*)
- Растворение в воде (*газ значительные, нефть - не более 2-10%*)
- В микроловушках (???)
- Диффузионное рассеивание (*мало, очень низкая скорость*)
- На восстановление среды, напр, сульфатов до сульфидов - пирит (*немного*)
- Рассеивание при пересечении разрывных нарушений (???)
- Окисление до потери подвижности (*мало*)

Большинство исследователей считают, что до ловушек доходит **7-11%** от исходного, генерированного материнскими толщами количества УВ.

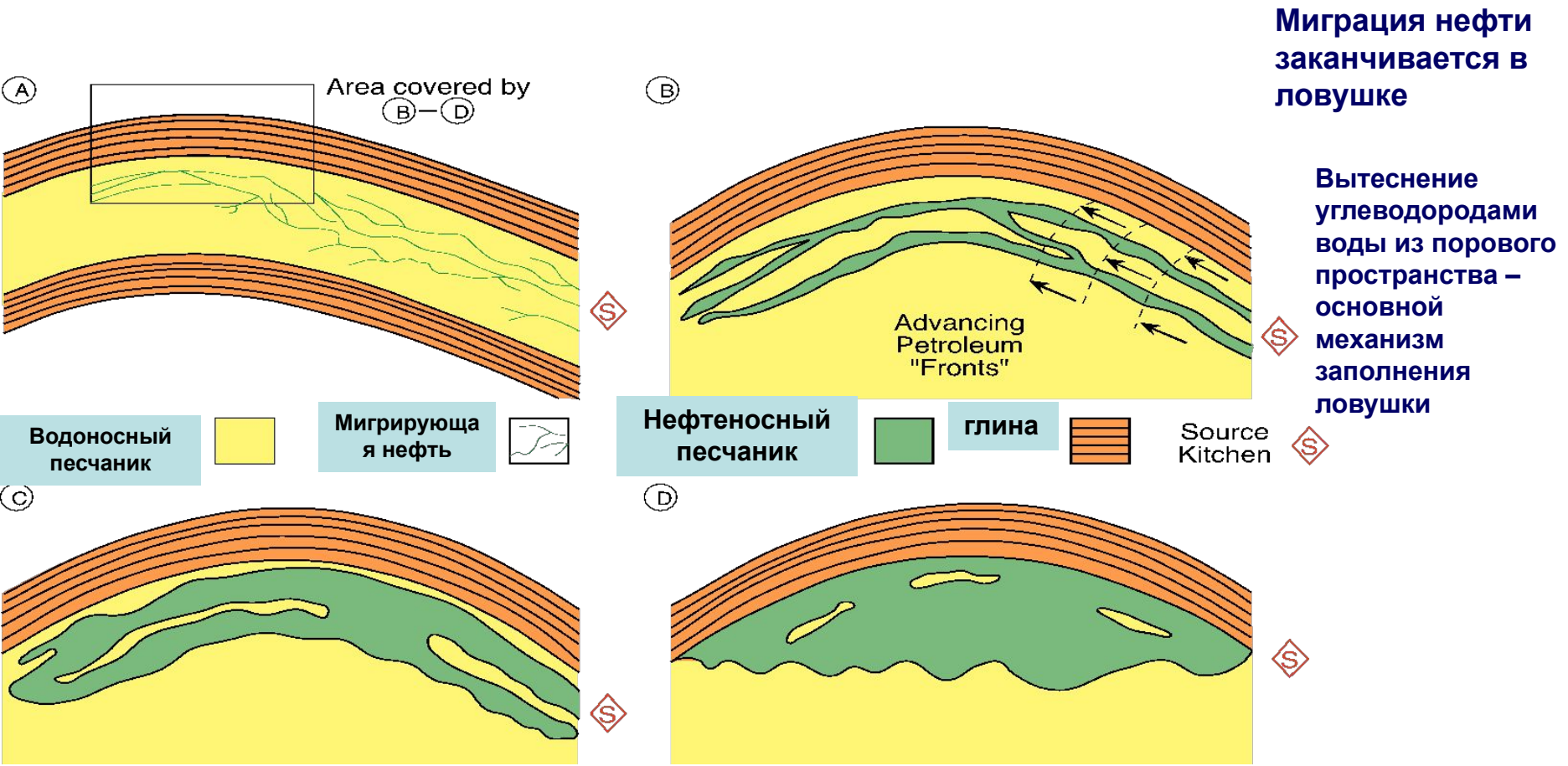
Миграционные потери

- Некоторая часть углеводородов неизбежно будет теряться на миграционных путях. Существует довольно большой ряд факторов, приводящих к таким потерям. К ним относятся:
- Потери на **создание остаточной нефтенасыщенности**. Здесь имеется в виду то количество УВ, которое сорбируется минеральными частицами на стенках пор. Значительный масштаб эти процессы приобретают при температурах ниже 90С
- Потери на **растворение в воде**. Для газа они могут оказаться весьма серьезными, для нефти, очевидно, не более 2-10%.
- Попадание миграционных струй в **мелкие замкнутые структуры (микроловушки)**. Из-за своего небольшого размера такие залежи практически бесперспективны для разработки.
- Рассеивание при **пересечении разрывных нарушений**.
- **Диффузионное рассеивание**. При относительно высоких скоростях перемещения флюидов, свойственных миграции УВ, потери такого рода, по всей видимости, являются незначительными.
- Потери **из-за окисления нефти** до потери подвижности (например, превращение в мальты, но это уже при третичной миграции).
- Также углерод в ряде случаев расходуется при **восстановлении среды**, например, сульфатов (содержатся в пластовых водах на небольших глубинах) до сульфидов (новообразование пирита и ему подобных минералов).
- Обе эти группы процессов обычно слабо проявляют себя в условиях «нефтяного» окна, соответственно и не наносят заметного ущерба миграционным потокам.

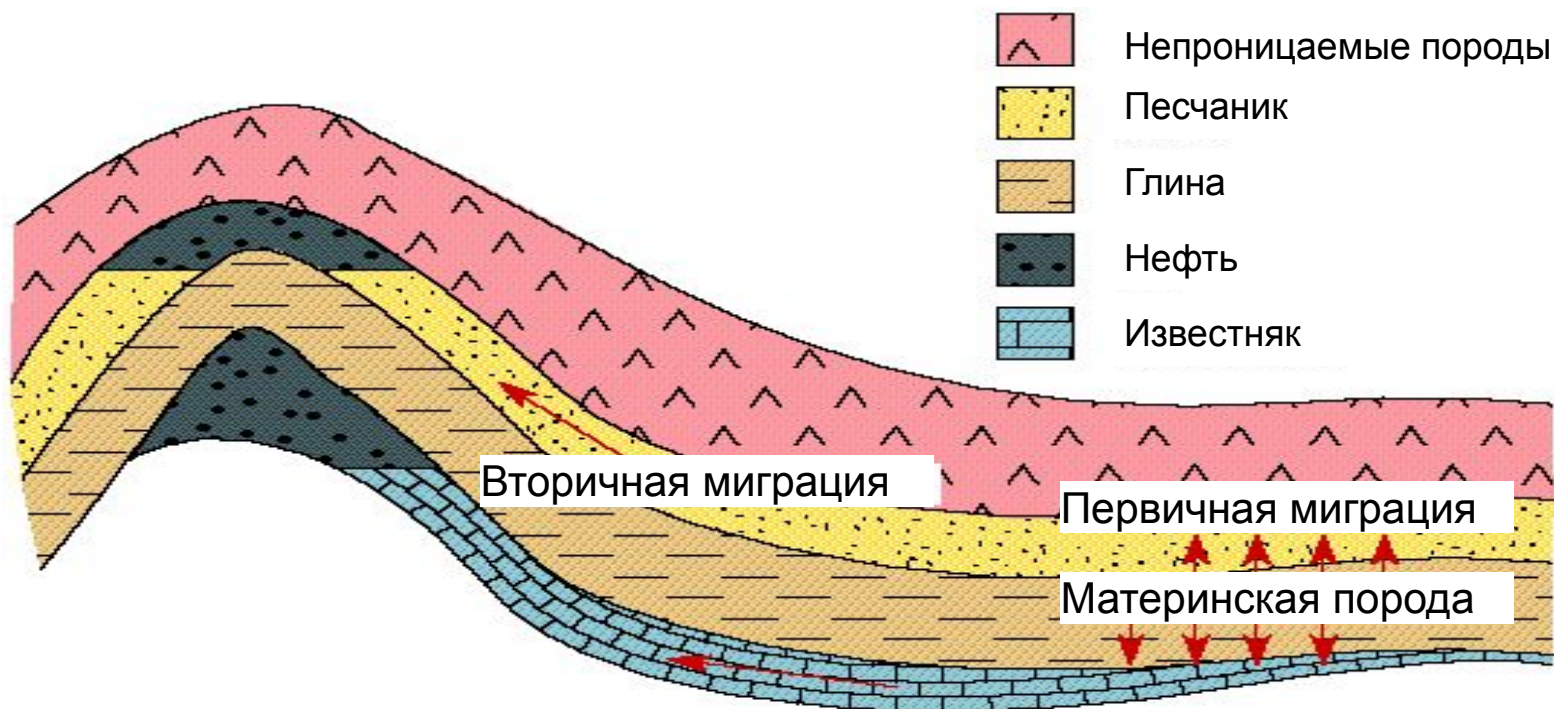
5. Аккумуляция и свойства коллектора

Если миграционные потоки встретят на своем пути локальное поднятие, то УВ начнут заполнять его.

Начинает формироваться залежь нефти или газа. Также скопления УВ образуются, если миграционные струи «уткнутся» в какой-либо барьер – антиклинальный изгиб, непроницаемый разлом, зону выклинивания коллектора, поверхность несогласия и т.п.



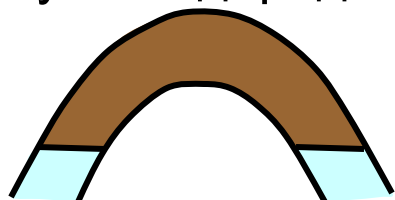
Типовая модель образования залежи УВ



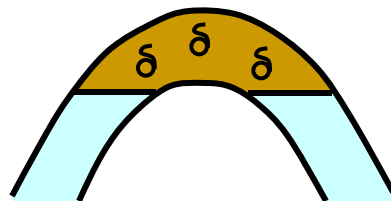
Классификация месторождений

- 1. Газовые** - газ в свободном состоянии
- 2. Газоконденсатные** - масса жидкой фазы
и масса газа примерно равны
- 3. Газонефтяные** - масса газа составляет 5-10%
газонефтяной смеси
- 4. Нефтяные** - свободного газа нет

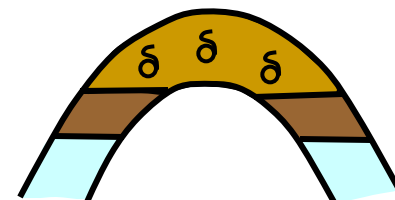
Классификация залежей по фазовому состоянию углеводорода



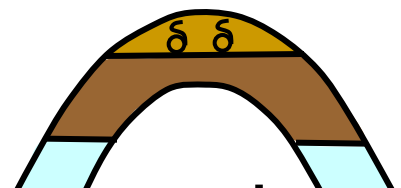
нефтяная



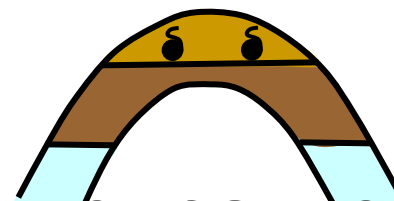
газовая



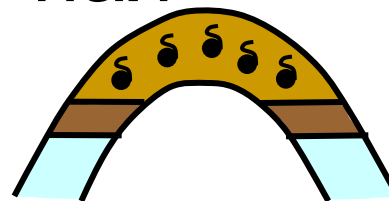
нефтегазовая



газонефтяная



газоконденсатнонефтяная



нефтегазоконденсатная

Классификация коллекторов

По вещественному составу:

- Терригенные
- Карбонатные
- Глинистые/кремнистые
- Магматогенные

По морфологии порового пространства:

- Поровые
- Трещинные
- Каверновые
- Смешанные

Коллекторы подразделяются:

По типу пустотного пространства

- 1. *Поровые;*
- 2. *Каверновые;*
- 3. *Трещинные;*



По генезису

- 1. **Первичные**
- 2. **Вторичные**
(пустоты образуются под воздействием факторов химического или тектонического происхождения)

- **Каверны** – относительно крупные пустоты, образовавшиеся в карбонатной породе в результате действия процессов выщелачивания. Под минимальным следует понимать размер каверн, при котором жидкость не может быть удержана действием капиллярных сил; условно это 1-2 мм, в зависимости от формы каверн.
- **Трещины** – щелевидные пространства с раскрытием от нескольких микрометров до десятков миллиметров, разделяющие твердую фазу породы на блоки (матрицу), обычно малопористые и малопроницаемые. Трещины обладают малой емкостью, но проницаемость их может достигать заметных величин.
- По величине раскрытости трещин в нефтегазопромысловой геологии выделяют *макротрещины* шириной более 40-50 мкм и *микротрещины* шириной до 40-50 мкм.

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВНУТРЕННЕЕ СТРОЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ

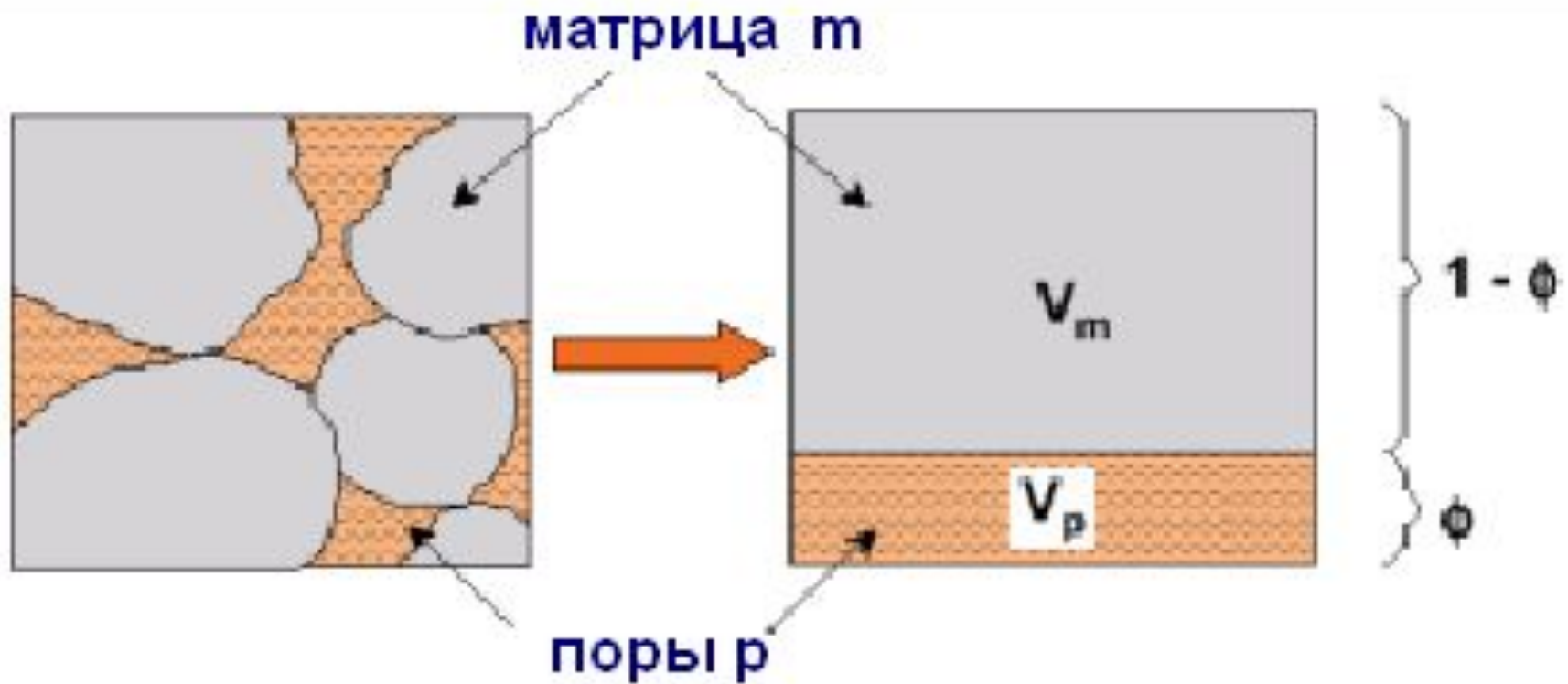
Промыслово-геологическая классификация нефти и газа

(по М.И. Максимову, с изменениями)

Коллектор		Литологический состав
Тип	Порода	
Поровый	Пористая	Гранулярные коллекторы, несцементированные и сцементированные (пески, песчаники, алевролиты, переотложенные известняки)
Каверновый	Кавернозная	Карбонатные крупно- и мелкокавернозные породы (известняки, доломитизированные известняки, доломиты)
Трещинный	Трещиноватая	Плотные породы (плотные известняки, мергели, алевролиты, хрупкие сланцы)
Трещинно-поровый	Трещиновато- пористая	Гранулярные коллекторы, сцементированные (песчаники, алевролиты, переотложенные карбонатные породы)
Трещинно-каверновый	Трещиновато-кавернозная	Карбонатные породы
Трещинно-порово-каверновый	Трещиновато- пористо-кавернозная	То же
Керново-поровый	Кавернозно-пористая	То же

Основные свойства коллектора – пористость и проницаемость

1. Пористость



пористость = $\frac{\text{объем пор}}{\text{общий объем образца}}$

$$\phi = \frac{V_{pores}}{V_{sample}}$$

Пористость – мера вместимости пород для жидкости и (или) газа.

- **Поры** – условное название ёмкостного пространства между соседними зёрнами. Число зёрен, ограничивающих одну пору, не менее 3-х и редко больше 6-10. Фактически под «поровым» пространством понимают сложную систему различных по сечению каналов в терригенных или органогенно-обломочных породах. Понятие «пора» не является строго определённым, поскольку невозможно однозначно определить ни её форму, ни её границы.
- **Размеры пор** изменяются в широких пределах: от нескольких ангстрем до нескольких сотен микрометров. Точно установить верхний предел размеров пор трудно, вследствие неопределённости формы.
- **Пористость** – это мера ёмкости (вместимости) породы-коллектора. Интерес представляет только **связанное** поровое пространство. Если поровые пространства изолированы друг от друга, т.е., отсутствует сеть пор, образующих канал для притока флюидов в скважины, добыча флюидов невозможна.

Пористость

- **Объем породы:**

$$V_b = V_p + V_g$$

- **Пористость** определяется как *отношение порового объема к общему объему*, т.е.,

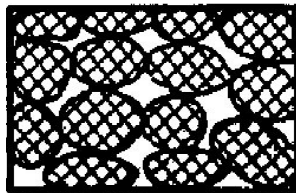
$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b}$$

- Причем ϕ безразмерный параметр и $0 \leq \phi \leq 1$.
 - Пористость представляется либо *десятичной дробью* либо *процентом* ($0,2 = 20\%$)
- V_p – поровый объем; V_b – объем породы
- V_g – объем минерального скелета

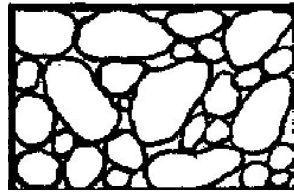
ЁМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Ёмкостные свойства породы определяются ее пустотностью:

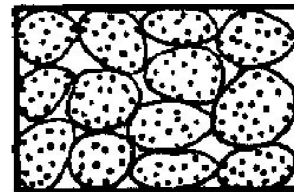
$$V_{\text{пуст.}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{трещ.}} + V_{\text{каверн}}$$



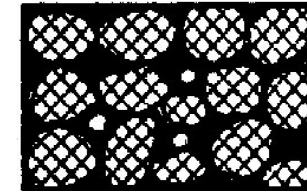
а



б



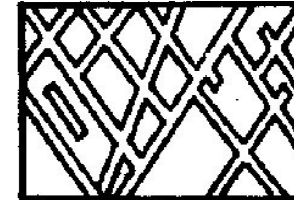
в



г



д



е

Различные типы пустот в породе.

а – хорошо отсортированная порода с высокой пористостью; **б** – плохо отсортированная порода с низкой пористостью; **в** – хорошо отсортированная пористая порода; **г** – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена в результате отложения минерального вещества в пустотах между зернами; **д** – порода, ставшая пористой благодаря растворению; **е** – порода, ставшая коллектором благодаря трещиноватости.

ПОРИСТОСТЬ И СТРОЕНИЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Пористость - наличие пор в горной породе

$$m = \frac{V_{пустот}}{V_{породы}} 100 \quad (\%)$$

• **Полная пористость** включает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом. Коэффициентом полной пористости называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему:

$$m_{\Pi} = \frac{\sum V_{пор}}{V_{образца}} \times 100\%$$

• **Открытая пористость** - объем пор связанных между собой. Коэффициентом открытой пористости называется отношение объема открытых, сообщающихся пор к видимому объему образца:

$$m_o = \frac{\sum V_{сообщ пор}}{V_{образца}} \times 100\%$$

ПОРИСТОСТЬ И СТРОЕНИЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

- *Эффективная пористость* - учитывает часть объема связанных между собой пор насыщенных нефтью.

$$m_{эф} = \frac{\sum V_{пор\ фильтр.}}{V_{образца}} \times 100\%$$

- *Динамическая пористость* - учитывает тот объем нефти, который будет перемещаться в процессе разработки залежи.

По величине диаметра поры подразделяются :

Сверхкапиллярные	> 0,5
мм	
Капиллярные	0,5 - 0,0002
мм	
Субкапиллярные	< 0, 0002
мм	

2. Проницаемость

- свойство породы пропускать через себя флюид при наличии градиента давления.



Закон Дарси:

Q – расход жидкости, $\text{см}^3/\text{с}$

A – площадь, см^2

L – длина, см

μ – вязкость, сПз

ΔP – градиент давления, $\text{атм}/\text{см}$

K – проницаемость, дарси

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{l \cdot \mu}$$

Проницаемость – способность порового материала пропускать флюид.

Единица измерения – дарси, названа в честь французского гидролога, который исследовал течение воды через пористую среду, чтобы разработать общественные питьевые фонтаны в г.Дижон в 1856 году.

Расход воды прямо пропорционален площади и градиенту давления, но обратно пропорционален длине участка. Отсюда, закон Дарси (в своих экспериментах Дарси использовал чистую воду).

Генри Пуазейль заметил, что расход воды также обратно пропорционален и вязкости. Поэтому в уравнение Дарси необходимо было включить и вязкость (в сантипуазах).

Один дарси определяется как проницаемость, которая позволит флюиду вязкостью в 1 сантипуаз протекать со скоростью 1 куб.см/сек через поперечное сечение 1 кв.см, когда градиент давления = 1 атм/см. (т.е. $l = 1\text{см}$).

В СИ проницаемость измеряется в м^2 .

$$1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot ;$$

$$1 \text{ мД} = 10^{-15} \text{ м}^2 \cdot ;$$

Проницаемость горных пород зависит от следующих основных причин:

- от размера поперечного сечения пор
- от формы пор
- от характера сообщения между порами
- от трещиноватости породы
- от минералогического состава пород



Типы проницаемости:

Абсолютная проницаемость – проницаемость породы, заполненной одним флюидом (водой или нефтью). Не зависит от насыщающего флюида.

Эффективная проницаемость (фазовая) – проницаемость породы для отдельно взятого флюида (K_o , K_w), когда число присутствующих в породе фаз больше единицы. Эффективная проницаемость зависит от флюидонасыщения (степени насыщенности флюидов и их физико-химических свойств). В законе Дарси используется эффективная проницаемость.

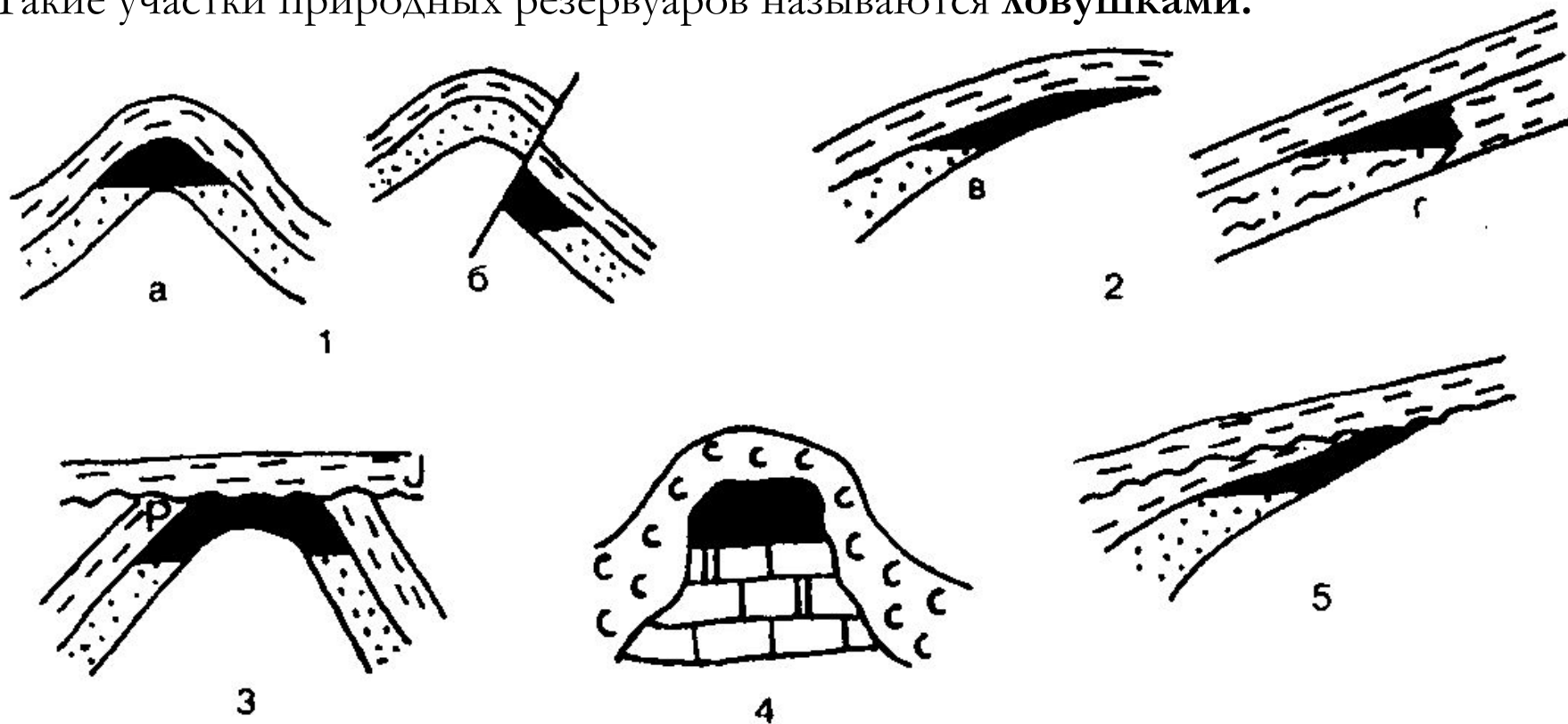
Делимость пород по проницаемости

- 1. Проницаемые породы** (крупно-среднезернистые песчаники, трещиноватые и кавернозные карбонатные породы)
 - $k = 10^{-2}$ мкм² – несколько тысяч мкм²
- 2. Полупроницаемые** (глинистые песчаники, мелкотрещиноватые карбонатные породы)
 - $k = 10^{-4}$ мкм² – 10^{-2} мкм²
- 3. Практически непроницаемые** (глинистые породы, плотные карбонатные породы)
 - $k < 10^{-4}$ мкм²

6. Ловушки: 1) структурные; 2) литологические; 3) стратиграфические; 4) рифогенные; 5) комбинированные (смешанные)

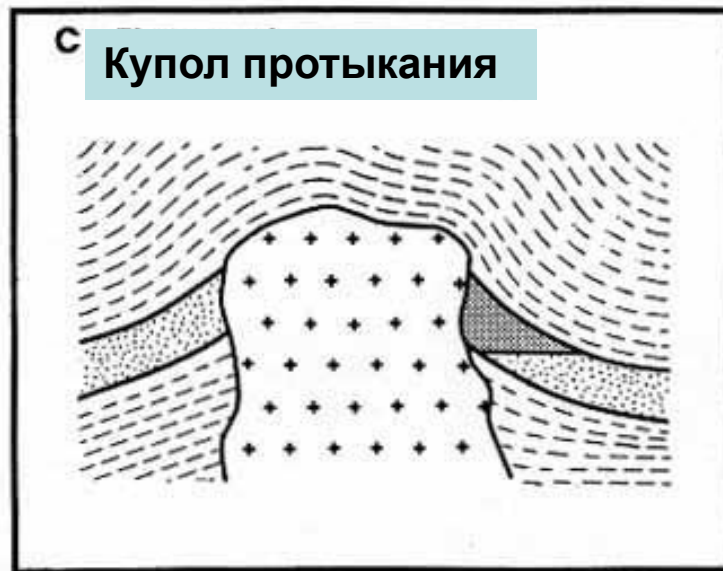
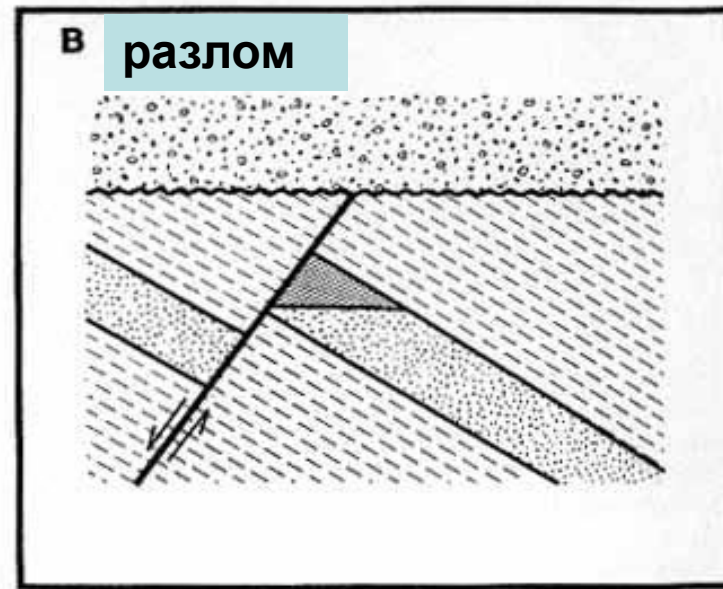
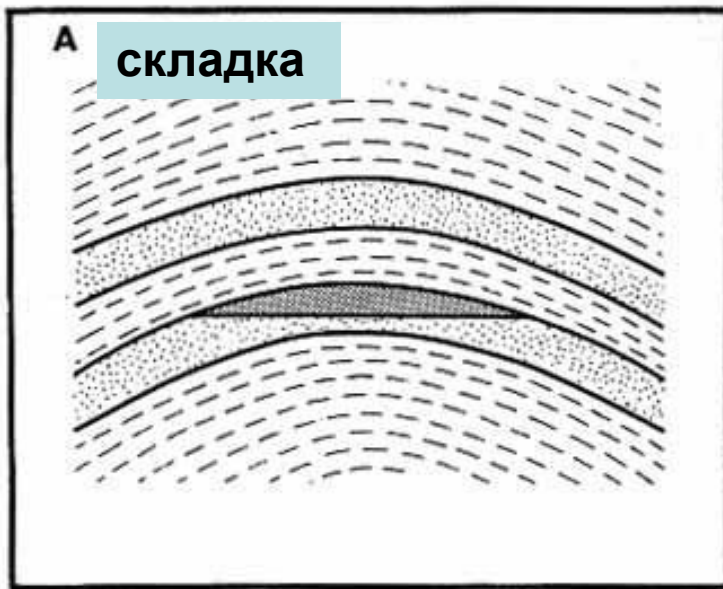
В природных резервуарах существуют такие участки, по которым флюиды не могут перемещаться и образуют скопления.

Такие участки природных резервуаров называются ловушками.

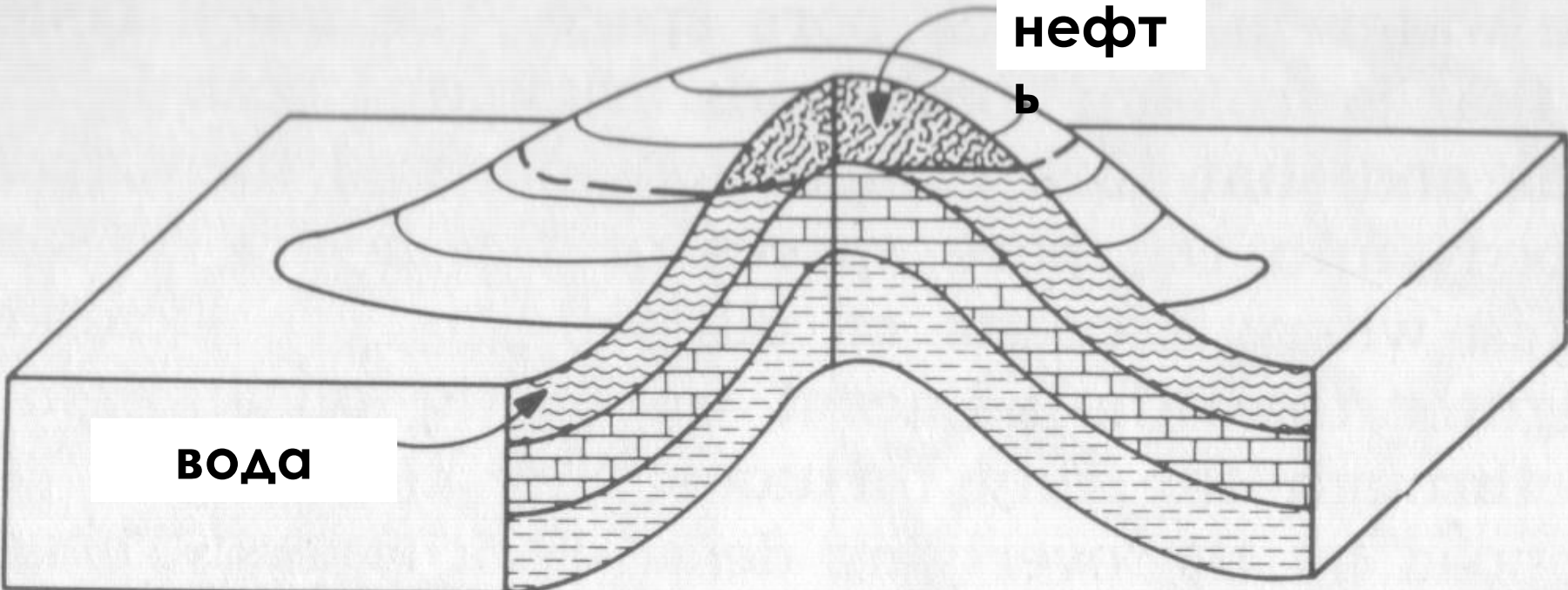


1. структурные: а - сводовая, б – тектонически экранированная,
2 – литологические: в – с выклиниванием коллектора, г – с замещением коллектора непроницаемыми породами,
3 – стратиграфическая, 4 – рифогенная, 5 – литолого-стратиграфическая (смешанная).

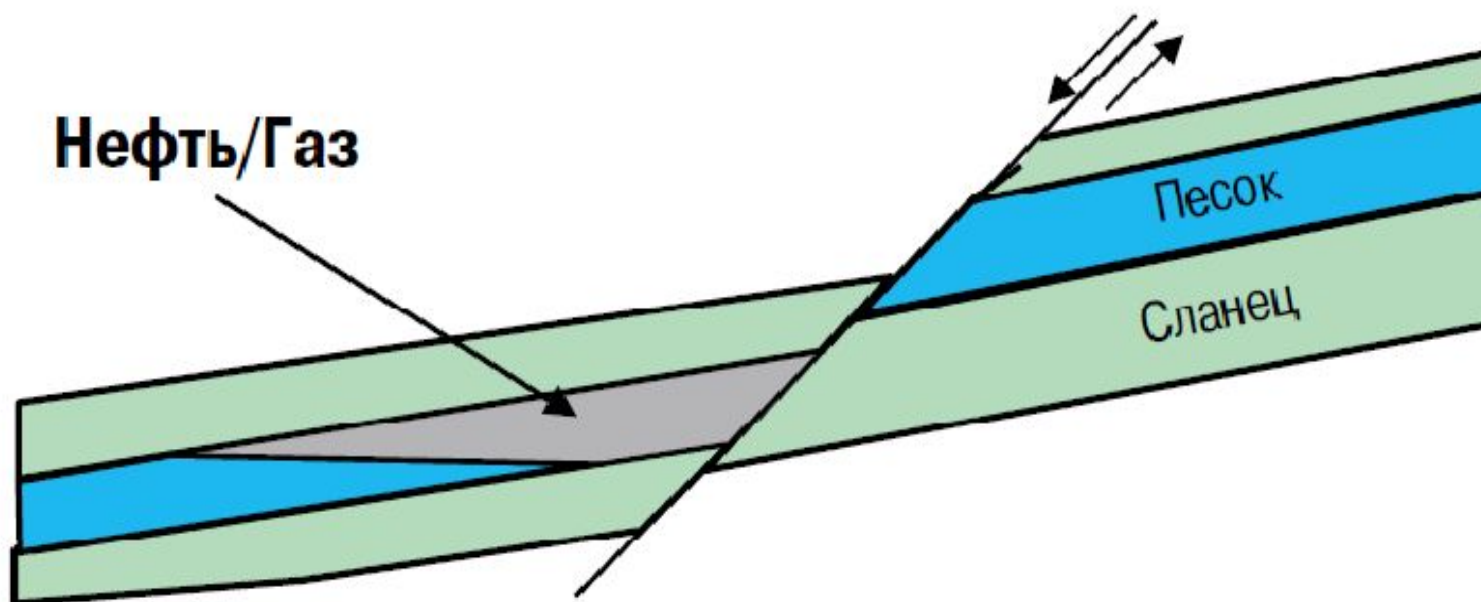
1. Примеры структурных ловушек (пластовые резервуары)



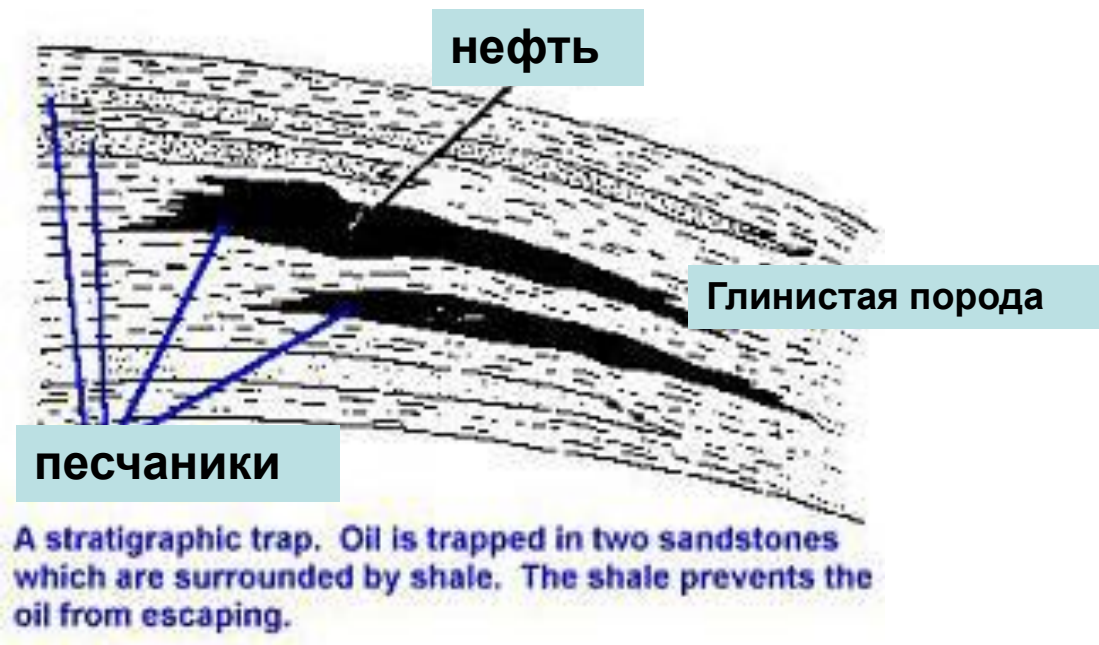
Пример структурной ловушки – свод или антиклиналь



Пример структурной ловушки в связи со сбросом

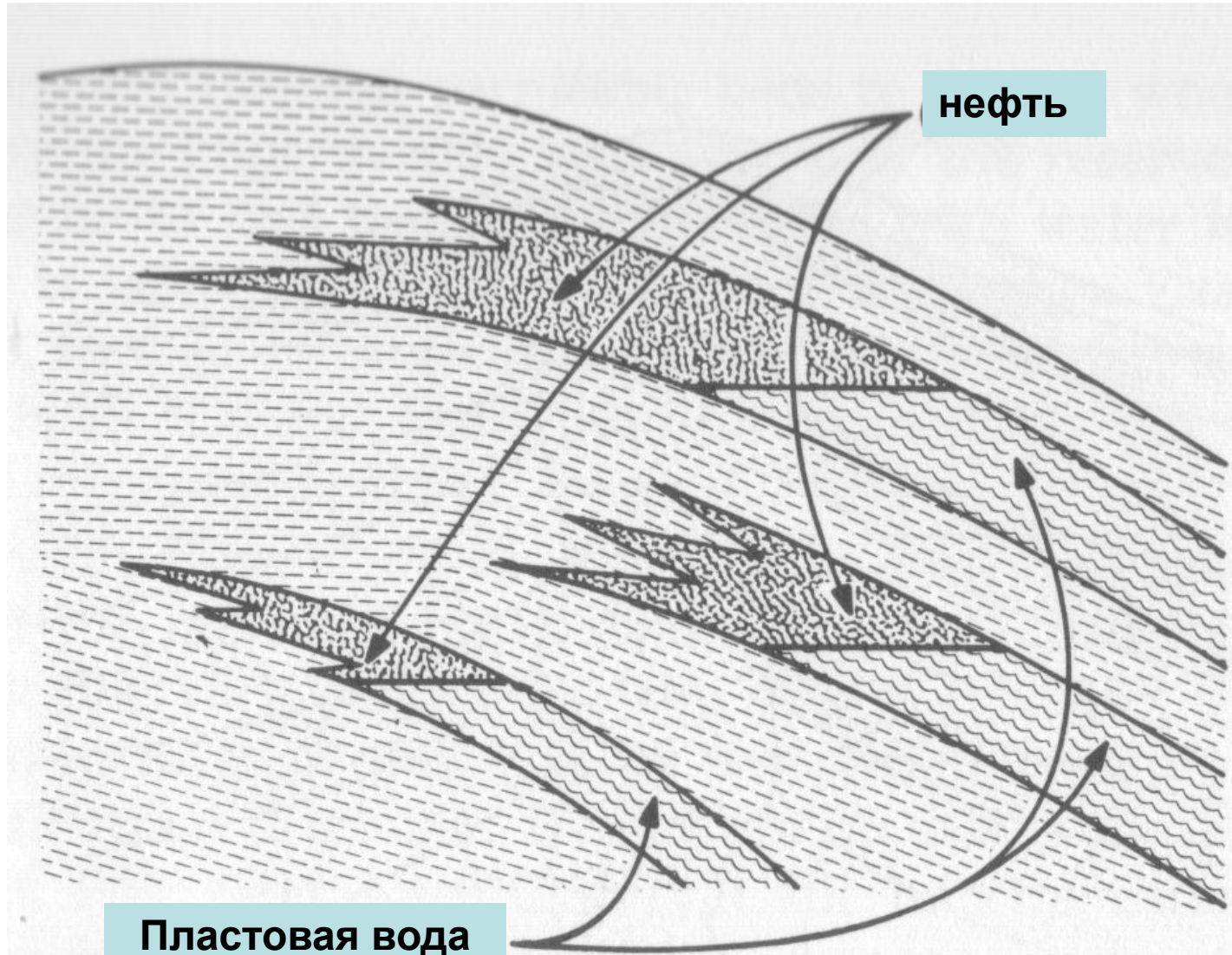


2. Примеры литологических ловушек (литологически ограниченные резервуары)

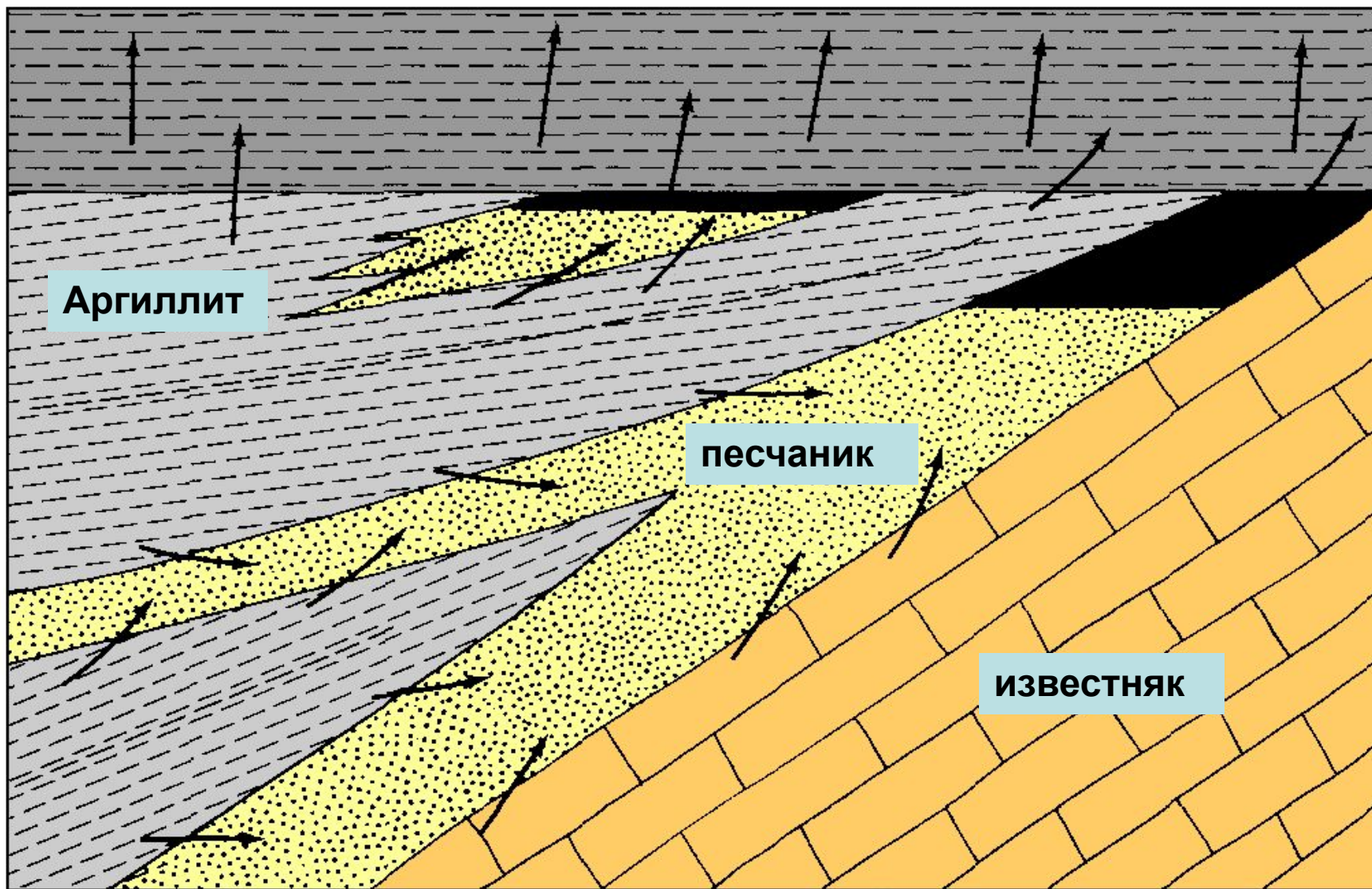


Нефть локализована в двух песчаных линзах, окруженных глинистыми породами

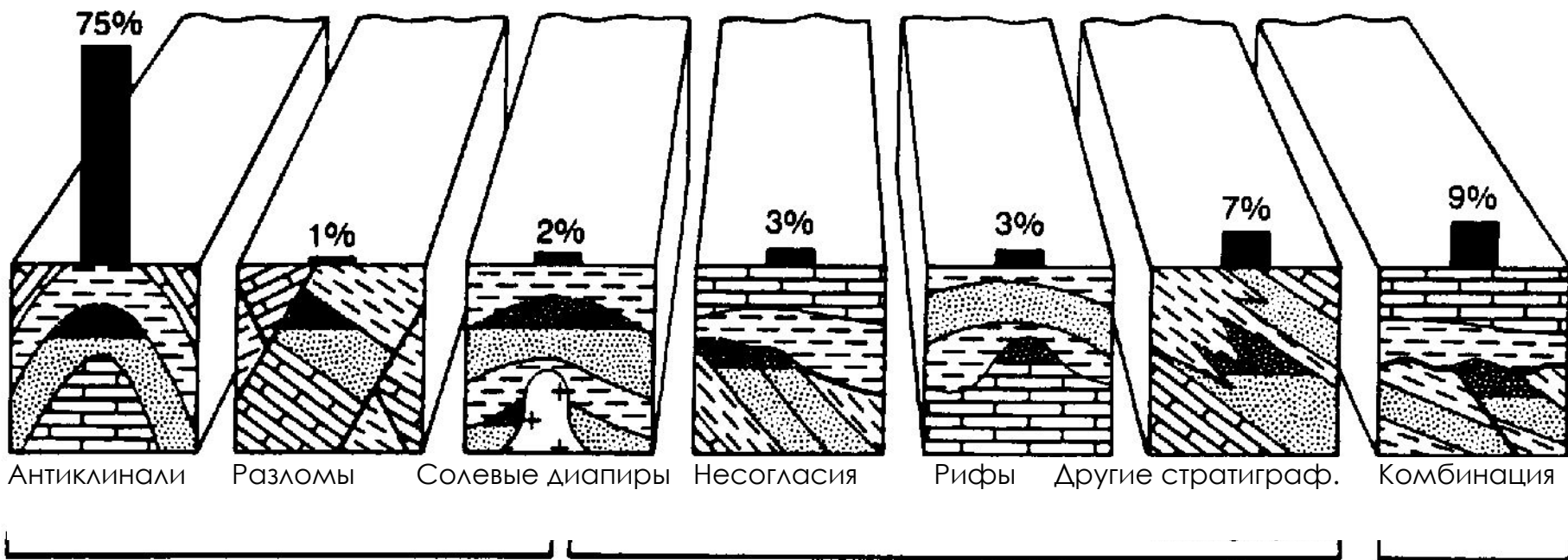
Пример литологической ловушки: песчаные линзы изолированные глинистыми породами



3. Пример стратиграфической ловушки



Соотношение типов ловушек



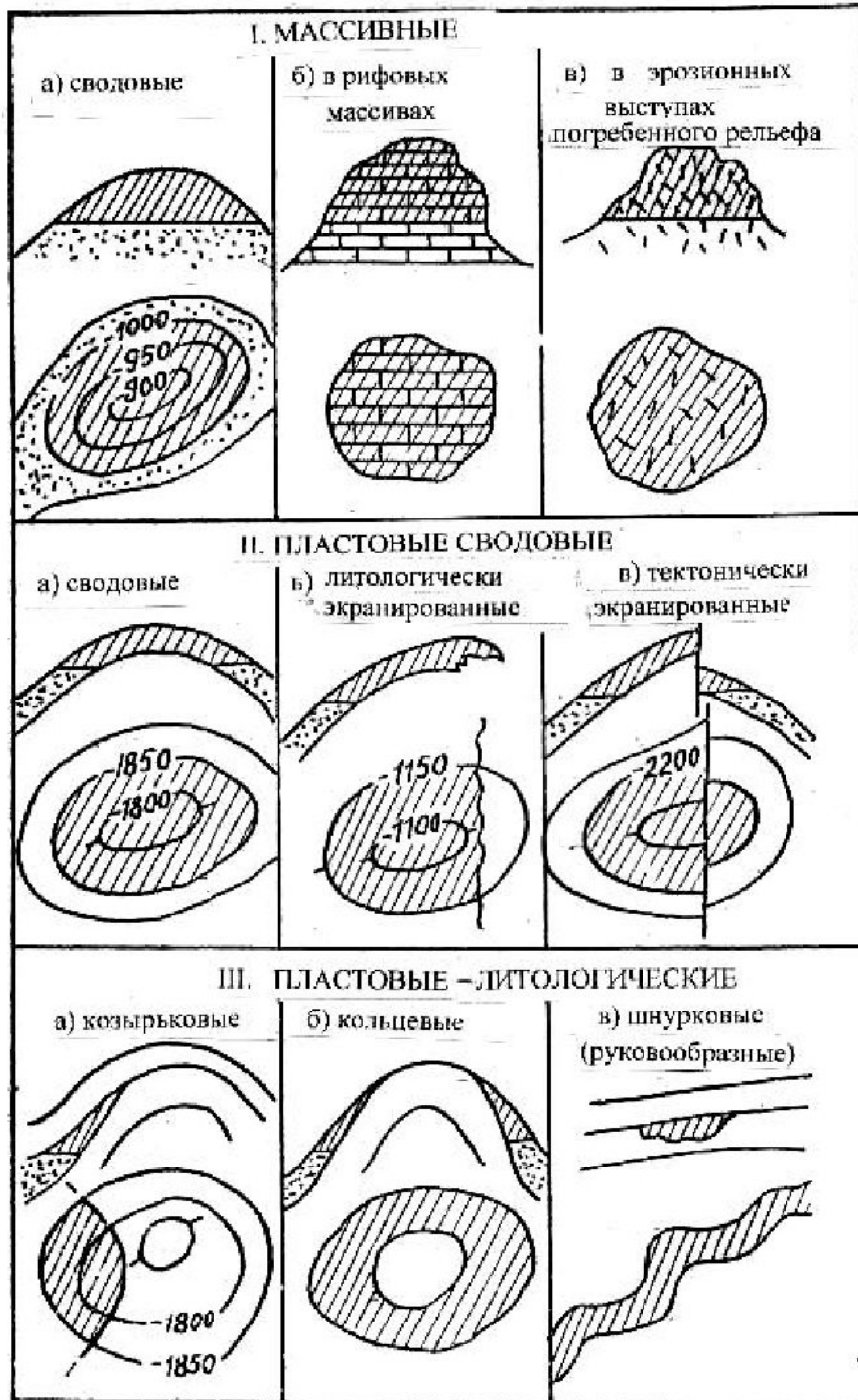
Структурные ловушки

Стратиграфические/литологические ловушки

Комбинированные ловушки

Типы природных резервуаров

Природный резервуар –местилище для нефти, газа и воды, заключенное в непроницаемые породы (коллектор+покрышка)



1. Массивные – представляют собой мощную (несколько сот метров) толщу пластов-коллекторов одинакового или различного состава (соответственно однородно-массивные и неоднородно-массивные). Ограничены только у кровли.

2. Пластовые – представлены породами-коллекторами, имеющими значительное площадное распространение (сотни и тысячи квадратных километров) и относительно небольшую мощность (от долей до десятков метров)

3. Литологически ограниченные – резервуары окружены со всех сторон непроницаемыми породами. В простом случае это песчаная линза в глинистой толще.

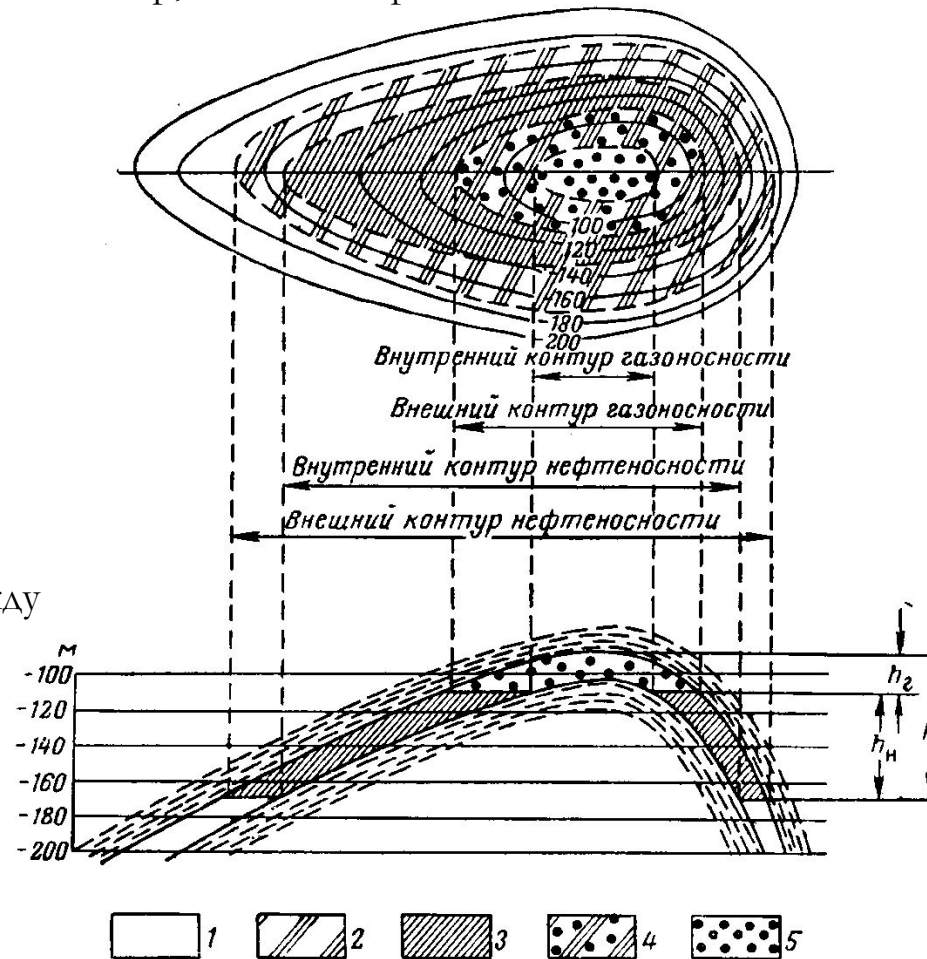
Залежь, элементы залежи

Углеводороды перемещаются по пласту – коллектору до тех пор, пока не встретят и не заполнят ловушку. Тогда они образуют **залежи** - естественные, единичные, скопления нефти и газа в коллекторе.

Кровля – граница пород-коллекторов нефтяного, или газового пласта с перекрывающими их породами-флюидоупорами.

Подолва - граница пород-коллекторов нефтяного, или газового пласта с подстилающими их породами-флюидоупорами.

Высота залежи (h) разница абсолютных отметок между водонефтяным (газонефтяным) контактом и самой высокой точкой залежи. Полная высота залежи складывается из высот нефтяной и газовой частей.



Элементы залежи:

части пласта - 1 – водяная,
2 – водонефтяная, 3 – нефтяная,
4 – газонефтяная, 5 – газовая.

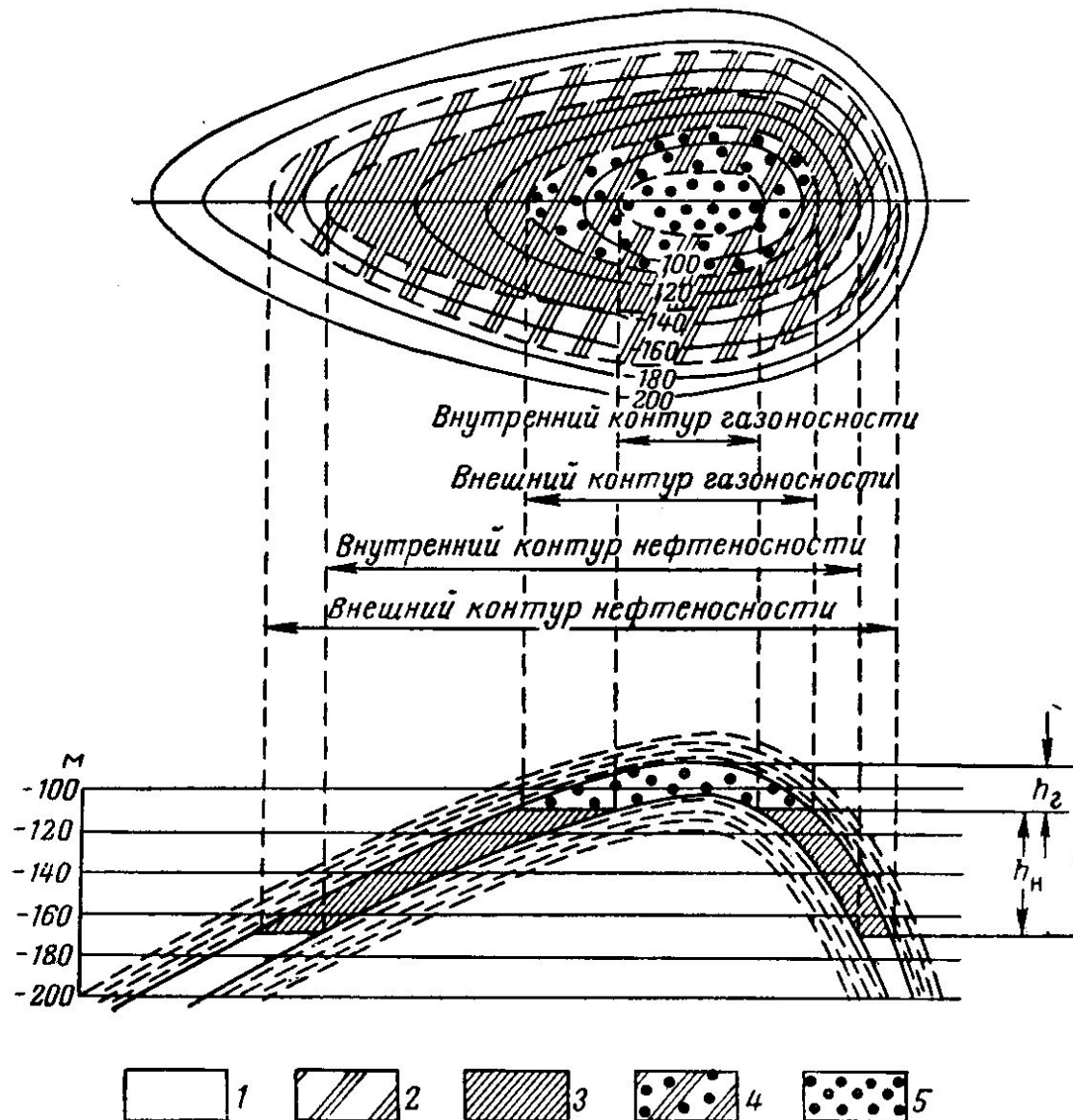
Водонефтяной контакт (ВНК) -
граница между нефтью и водой.

Газоводяной контакт (ГВК) -
граница между газом и водой.

Газонефтяной контакт (ГНК) -
граница между газом и нефтью.

**Внешний контур нефтеносности
(газоносности)** - линия пересечения
водонефтяного (газоводяного) контакта
с кровлей пласта.

**Внутренний контур нефтеносности
(газоносности)** - линия пересечения
водонефтяного (газоводяного) контакта
с подошвой пласта

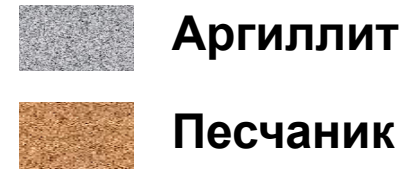
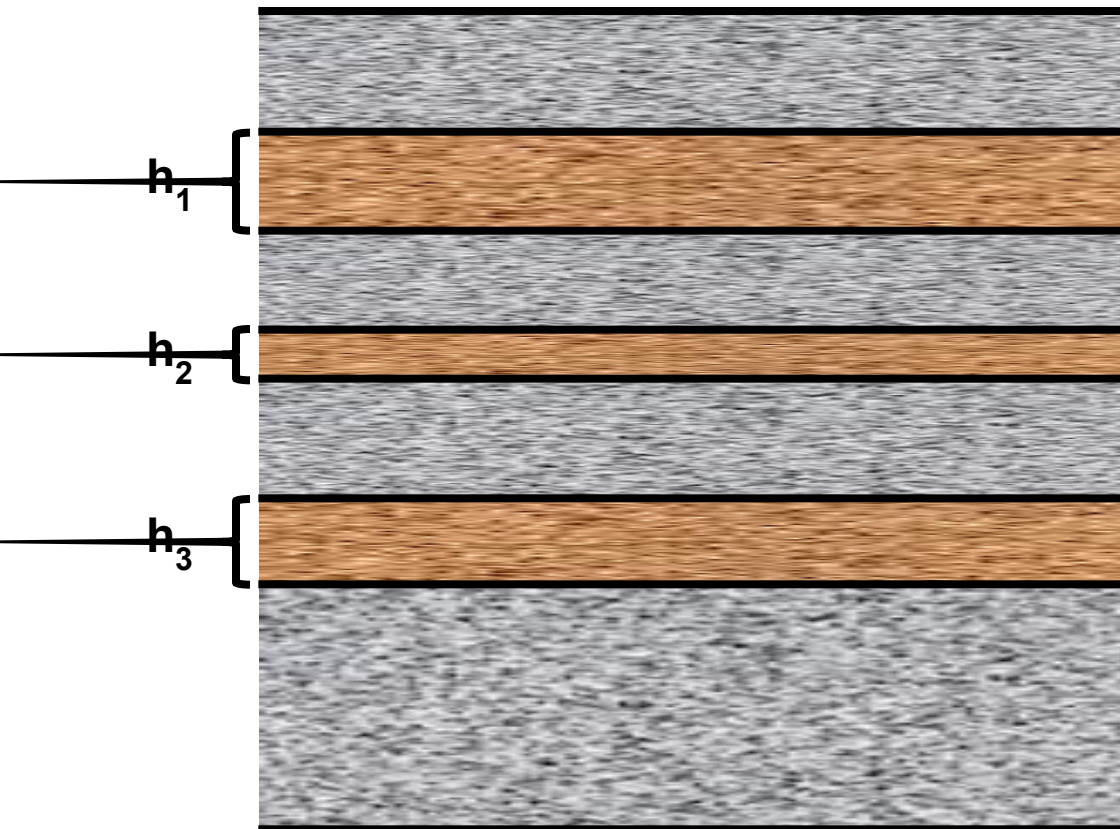


Элементы залежи:

Части пласта - 1 – водяная,
2 – водонефтяная, 3 – нефтяная,
4 – газонефтяная, 5 – газовая.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта

- это толщина всех продуктивных слоев скважины (h).



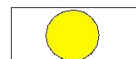
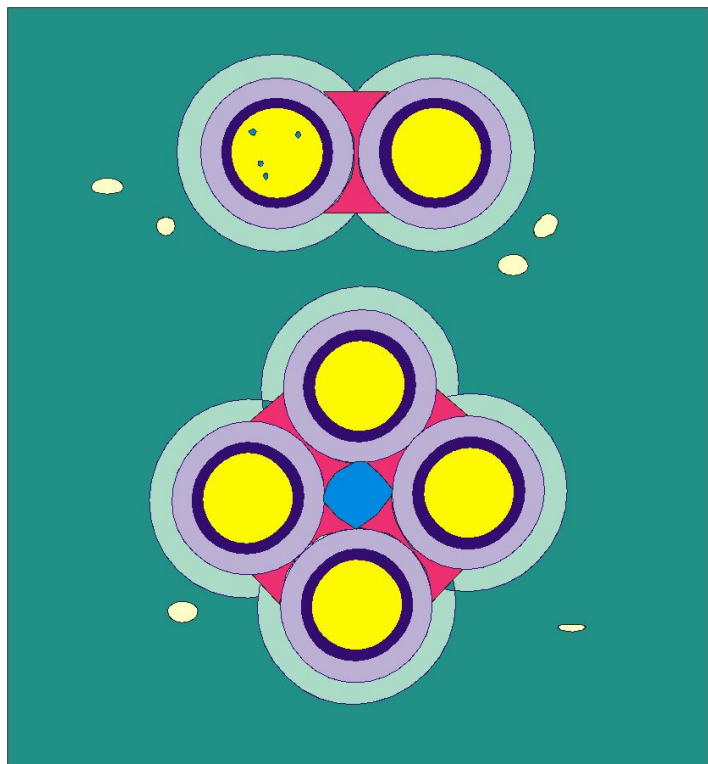
$$h = h_1 + h_2 + h_3$$

Единицы измерения – м.

ВОДА – неизменный спутник нефти и газа

В месторождении она залегает в тех же пластах, что и нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах). В процессе разработки вода может внедряться в нефтяную или газовую залежь, продвигаясь по нефтегазоносному пласту, или поступать в скважины из других водоносных горизонтов. В соответствии с принятой технологией разработки вода может закачиваться в залежь и перемещаться по пластам.

ФОРМЫ ЗАЛЕГАНИЯ ВОДЫ В ПОРОДАХ



1

1 - МИНЕРАЛЬНЫЕ ЧАСТИЦЫ
ПОРОД



2

2 - МИНЕРАЛЫ С ВКЛЮЧЕНИЯМИ ВОДЫ



3

3 - АДСОРБИРОВАННАЯ



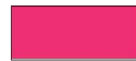
4

4 - ЛИТОСОРБИРОВАННАЯ
ВОДА



5

5 - КАПИЛЛЯРНАЯ



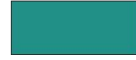
6

6 - СТЫКОВАЯ ВОДА



7

7 - СОРБЦИОННО-ЗАМКНУТАЯ



8

8 - СВОБОДНАЯ
ГРАВИТАЦИОННАЯ



9

ВОДА

9 -

ПАРООБРАЗОВАНИЕ

ВИДЫ ВОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Воды нефтяных и газовых месторождений делятся на собственные, чуждые и техногенные (искусственно введенные в пласт).

К собственным относятся остаточные и пластовые напорные воды, залегающие в нефтегазоносном пласте (горизонте). Они подразделяются на контурные (краевые), подошвенные и промежуточные.

Контурными называются воды, залегающие за внешним контуром нефтеносности залежи.

Подошвенной называется вода, залегающая под ВНК (ГВК)

К промежуточным относятся воды водоносных пропластков, иногда залегающих внутри нефтегазоносных пластов.

ВИДЫ ВОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К чужим (**посторонним**) относятся воды *верхние и нижние, грунтовые, тектонические*.

Верхними называются воды водоносных горизонтов (пластов), залегающих выше данного нефтегазоносного, а *нижними* – воды всех горизонтов (пластов) залегающих ниже его.

К **грунтовым** относится гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта (расположенного на первом водоупорном слое), имеющая свободную поверхность

Тектоническими называются воды, циркулирующие в зонах нефтегазоносности по дизъюнктивным нарушениям. Эти воды могут проникать в нефтегазоносные пласты и вызывать обводнение скважин при разработке залежей.

СХЕМА ЗАЛЕГАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

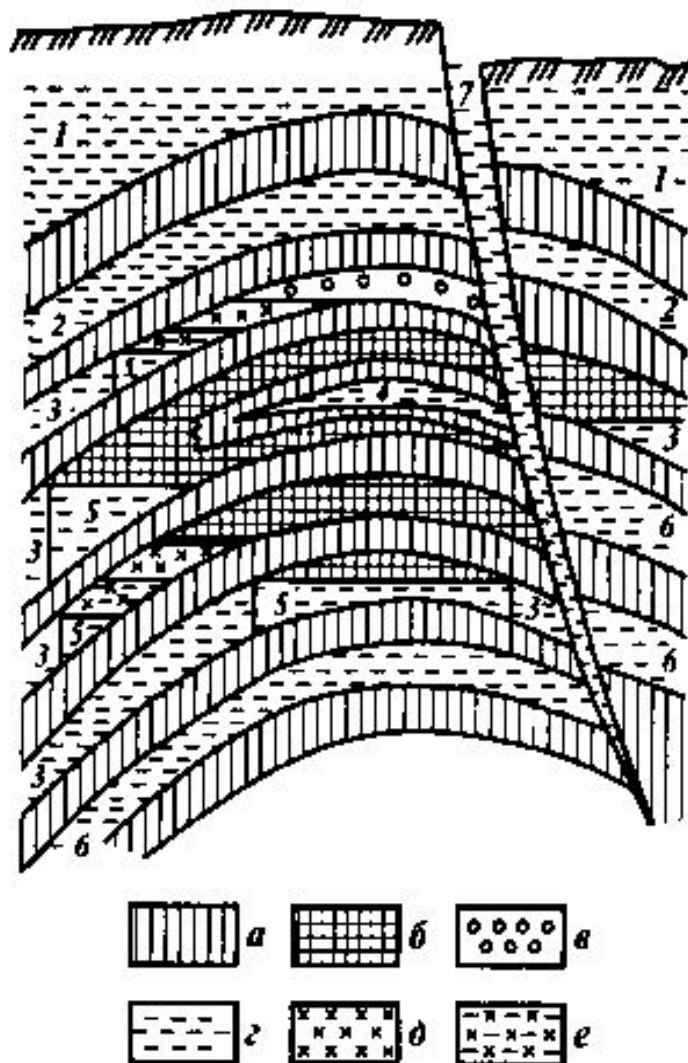


Схема залегания подземных вод нефтегазового месторождения:
а - непроницаемые породы,
б - нефть,
в - газ,
вода г - минерализованная,
д - конденсационная,
е - смешанная конденсационная и минерализованная,
виды вод: 1 - грунтовые,
2 - верхние пластовые,
3 - краевые или контурные,
4 - промежуточные,
5 - подошвенные,
6 - нижние пластовые,
7 - тектонические

7. Разрушение/перестроение залежей

Залежи могут быть разрушены в результате действия следующих факторов:

- *Исчезновения ловушки из-за ее наклона.*
- *Образования разрывного нарушения.*
- *Выведения ловушки в области, близкие к поверхности Земли (в окислительные условия).*
Выведения ловушки на поверхность земли
- *При попадании ловушки в большие глубины и под воздействие метаморфизма (повышение давления и температуры на глубине).*

Если сравнить те факторы, которые разрушают залежь, и те, благодаря которым она формируется, то удивления достойно, что в мире существуют нефтяные и газовые залежи.

7.1. Основные факторы разрушения/переформирования залежей

Геологические:

- **Рассечение залежи разломом**

Через разлом длиной 1000м, шириной 1 мм, проницаемостью 3 Дарси, с разностью давлений 10 мПа за 1000 лет уйдет 140 млн.м³ газа, за 1 млн. лет разрушится месторождение с запасами 140 млрд. м³

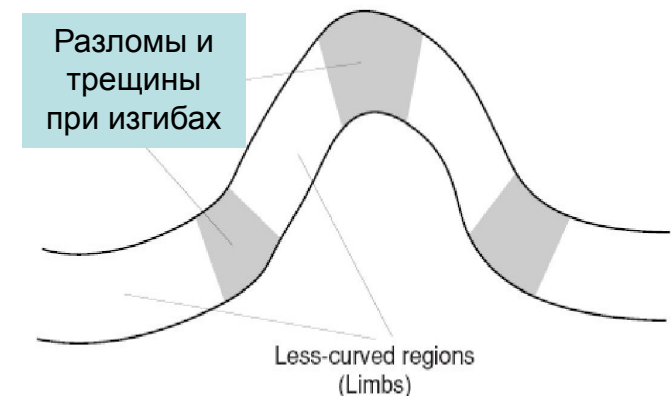
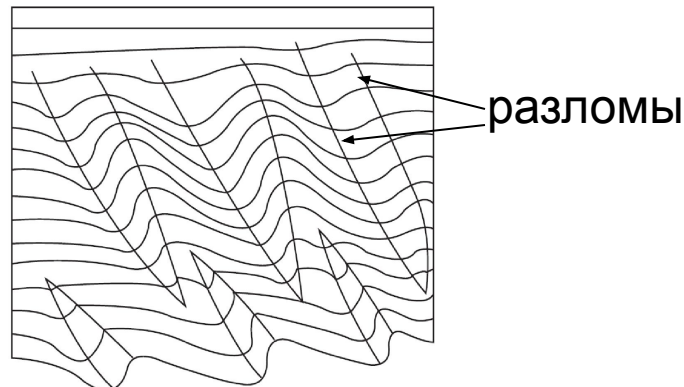
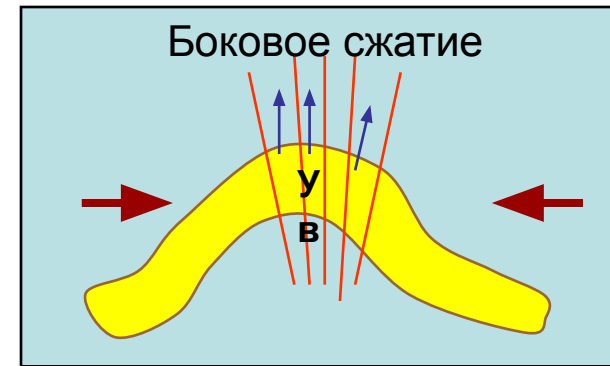
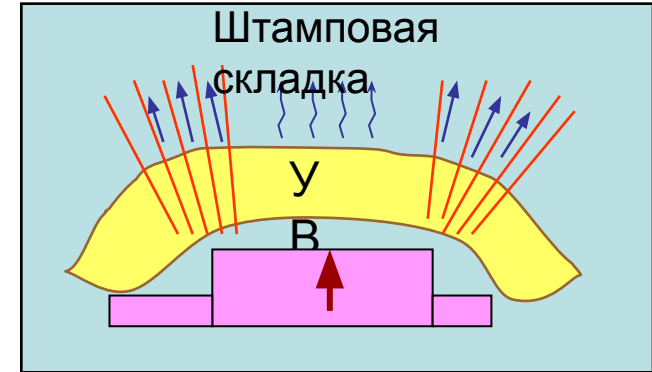
НО: «залечивание», сжатие - разломы не представляют собой открытые каналы, т.к. выполнены тектонической брекчией, глиной и т.п.

- **Нарушение изолирующих свойств покрышки за счет растрескивания при:**

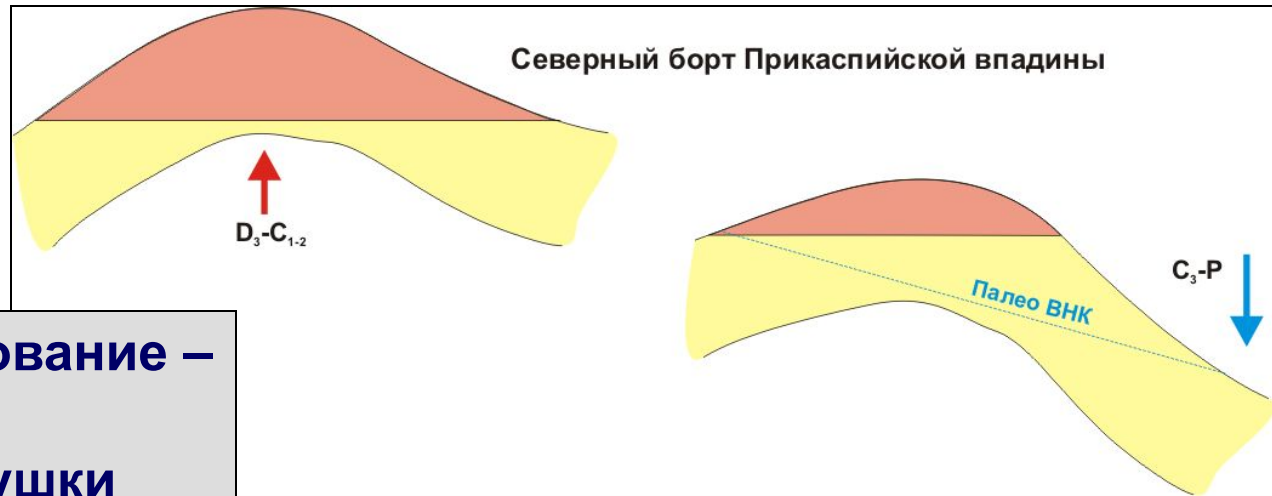
- последовательном уплотнении (монтмориллонитовые глины более пластичны, чем каолинитовые)

НО: трещины, параллельные слоистости не приводят к значительному ухудшению изолирующих свойств

- тектонических напряжениях



7.2. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ РАЗРУШЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

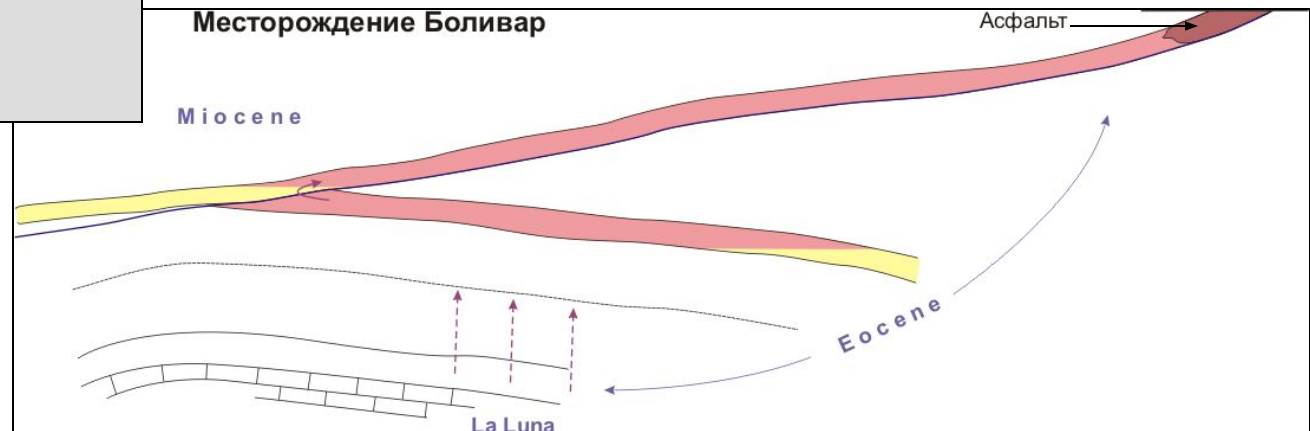


- Расформирование – уменьшение объема ловушки

НО: запечатывание

- Размыв покрышки

НО: экранирование асфальтом



7.3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ РАЗРУШЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

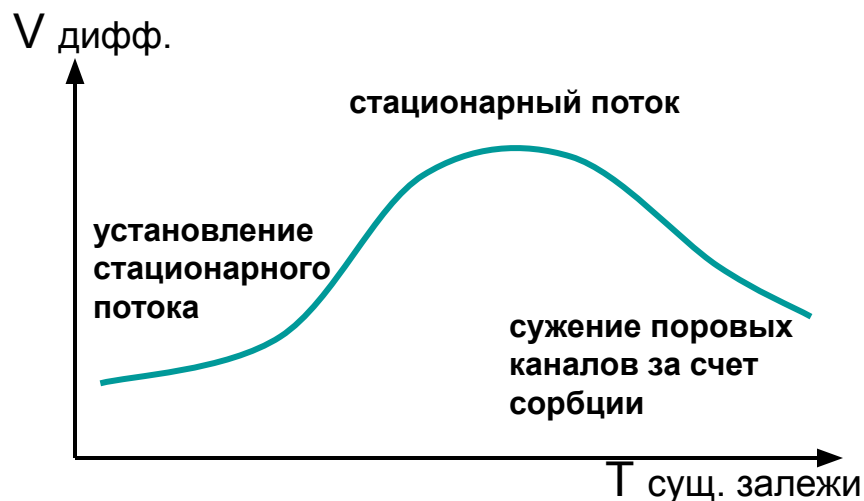
Молекулярная диффузия

- Масштабы рассеянных за счет диффузии УВ газов сопоставимы с запасами сохранившихся залежей (по В.А.Соколову пласт при $R_{пл}=10\text{МПа}$, $h=2\text{м}$, $K_{пор}=20\%$ потеряет весь метан за 6,4 млн. лет)
- Для некоторых месторождений Западной Сибири за 100 млн. лет рассеялось газа намного больше, чем сохранилось
- Молекулярная диффузия протекает со значительными скоростями, когда устанавливается стационарный режим ее потока, т.е. когда фронт достигнет зоны разгрузки (поверхность или водоносный пласт, уносящий УВ). Это может потребовать нескольких млн. лет
- В дальнейшем диффузия иногда затухает из-за сорбции УВ и перекрытия поровых каналов
- Диффузионные потери нефти незначительны, т.к. коэффициент диффузии мал из-за больших размеров молекул и труднодостижимости зоны разгрузки (плохая растворимость)

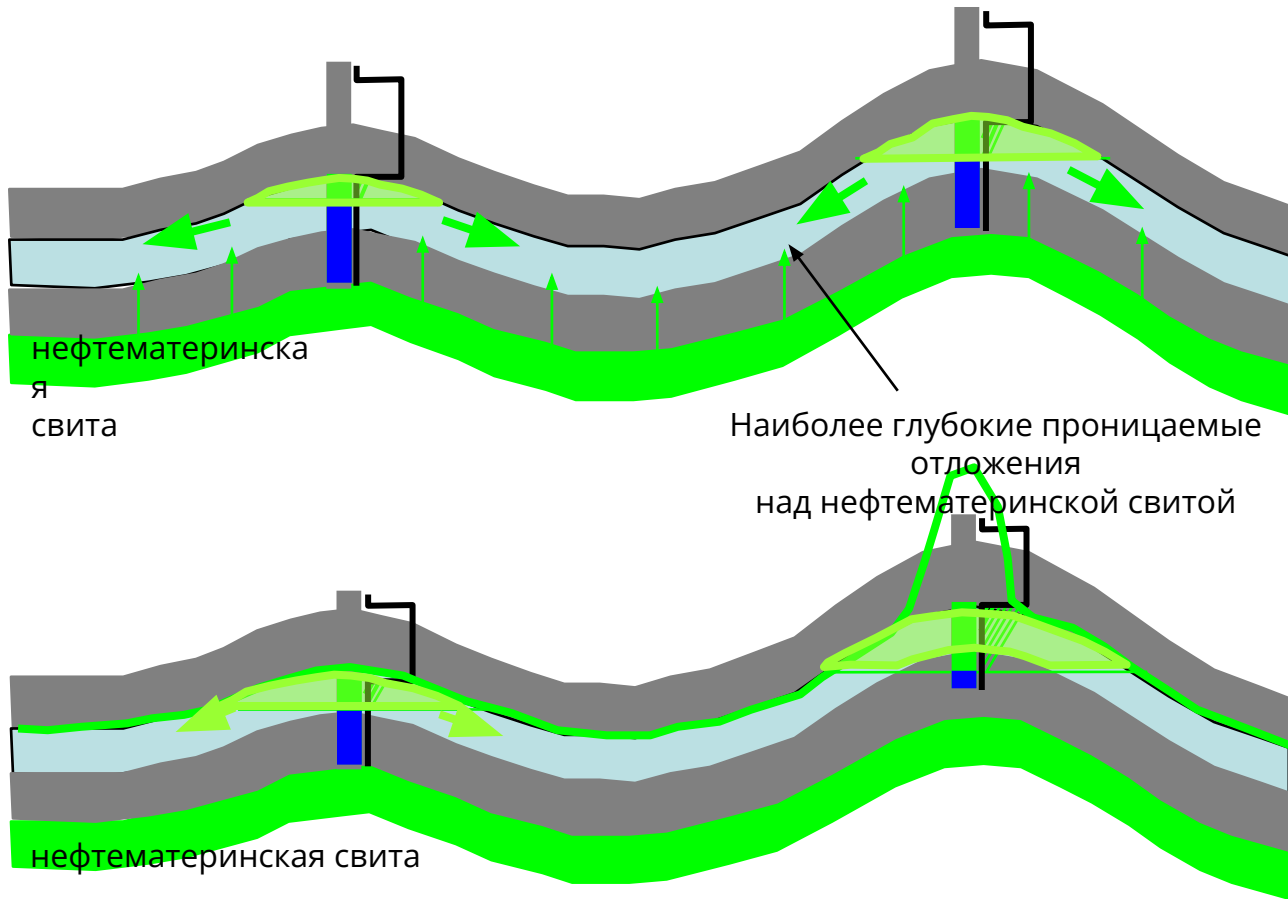
Закон ФИКА

$$Q = w \cdot s \cdot b \cdot (C_1 - C_2) / h,$$

где Q – объёмная скорость диффузии, w – коэффициент диффузии, s – поперечное сечение, b – коэффициент растворимости или сорбции, h – толщина слоя, $(C_1 - C_2)$ – разность концентраций, $b \cdot (C_1 - C_2) / h$ – градиент концентраций



Вертикальная миграция УВ при прорыве покрывки



Высота залежи недостаточна, чтобы ее давление превысило минимальное капиллярное давление покрывки.

При большем заполнении высота залежи достаточна для того, чтобы архимедова сила превысила капиллярное давление в покрывке и углеводороды мигрируют вертикально до следующей покрывки

«Прорыв» покрывки редко носит катастрофический характер – капиллярные экраны, через которые мигрировали УВ, все равно продолжают удерживать столб УВ и сохранять равновесие между силами противодействующими по вертикальной или горизонтальной оси. Исходя из этой закономерности, и ведется поиск более глубокозалегающих ловушек под известными залежами.

7.3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ РАЗРУШЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

- Окисление (за счет кислорода подземных вод)

В результате в составе газов возрастает доля CO_2 , H_2S и азота, жидкие УВ переходят в битумы.

В битумном поясе Ориноко содержится 164 млрд. т битумов, что практически в 50 раз превышает запасы жидкой нефти одноименного бассейна

По некоторым оценкам современные запасы углеводородных газов в залежах составляют менее 1% от генерированных материнскими толщами!

8. Свойства углеводородов

Нефть и газ – это тоже горные породы, но не твердые, а жидкие и газообразные. Вместе с другими горючими осадочными породами (торф, бурый и каменный уголь и антрацит) они образуют семейство **каустобиолитов**, т.е. горючих органических пород.

Основными элементами нефти являются: 1) **углерод** 83-87% и 2) **водород** 11-14%, наиболее часто встречается примесь 3) **серы** до 7%. Сера содержится в нефтях в чистом виде (самородная), в виде сероводорода или меркаптанов. 4) **Азота** в нефтях не более 1,7% - он совершенно безвреден в силу своей инертности. 5) **Кислород** в нефти встречается не в чистом виде, а в различных соединениях (кислоты, фенолы, эфиры) - его в нефти не более 3,6%. В виде микрокомпонентов в связанной форме присутствуют: *хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний, ванадий, никель, свинец, железо, алюминий, ртуть* и др. Всего в нефтях установлено более 40 микроэлементов, общее содержание которых редко превышает 0,02-0,03 % .

8. Свойства углеводородов

Нефть – жидкость от светло-коричневого (почти бесцветная) до тёмно-бурого (почти чёрного) цвета (бывают образцы даже изумрудно-зелёной нефти).

Средняя молекулярная масса 220–300 г/моль (редко 450–470).

Плотность 0,65–1,05 (обычно 0,82–0,95) г/см³;
нефть, плотность которой ниже 0,83, называется лёгкой,
0,831–0,860 – средней,
выше 0,860 – тяжёлой.

Температура кристаллизации от –60 до + 30 °С; зависит преимущественно от содержания в нефти парафина (чем его больше, тем температура кристаллизации выше) и лёгких фракций (чем их больше, тем эта температура ниже).

Вязкость изменяется в широких пределах (от 1,98 до 265,90 мм²/с для различных нефтей, добываемых в России), определяется фракционным составом нефти и её температурой (чем она выше и больше количество лёгких фракций, тем ниже вязкость), а также содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (чем их больше, тем вязкость выше).

Удельная теплоемкость 1,7 – 2,1 кДж/(кг·К);
удельная теплота сгорания (низшая) 43,7– 46,2 МДж/кг;
диэлектрическая проницаемость 2,0 – 2,5;
электрическая проводимость от 2·10⁻¹⁰ до 0,3·10⁻¹⁸ Ом⁻¹·см⁻¹.

Нефть — легко воспламеняющаяся жидкость;
температура вспышки от –35 до +121 °С
(зависит от фракционного состава и содержания в ней растворённых газов).

Нефть *растворима в органических растворителях*, в обычных условиях *не растворима в воде*, может образовывать с ней стойкие эмульсии.



Физические свойства нефти, влияющие на продуктивность и разработку залежи

1. **Плотность** нефти – масса нефти (m) в единице объема (V). Единица плотности – г/см³. В России плотность нефтей и нефтепродуктов определяется при температуре 20С и соотносится к плотности дистиллированной воды при температуре 4С.

2. **Вязкость** – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении. Вязкость пластовой нефти – свойство нефти, определяющее степень ее подвижности в пластовых условиях и значительно влияющее на продуктивность и разработку залежи. Наиболее распространены значения *0,8-50* мПа* с.

Вязкость уменьшается с ростом температуры, повышением количества растворенного газа, возрастает с увеличением давления, с увеличением растворимого азота.

Классификации нефтей

Классы нефти в зависимости от массовой доли серы

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	До 0,60 включительно
2	Сернистая	От 0,61 до 1,80
3	Высокосернистая	От 1,81 до 3,50
4	Особо высокосернистая	Свыше 3,50

По плотности, выходу фракций и массовой доли парафина нефть подразделяют на 5 типов:

особо легкая, легкая, средняя, тяжелая, битуминозная.

Газ

Природные углеводородные газы представляют собой смесь УВ вида C_nH_{2n+2} .

Основной компонент – метан CH_4 (до 98%).

В состав входят: более тяжелые УВ, неуглеводородные компоненты:

- азот N,
- углекислый газ CO_2 ,
- сероводород H_2S ,
- гелий He,
- аргон Ar.



Газ, в составе которого тяжелые УВ (C_3, C_4) составляют не более 75 г/м^3 , называют *сухим*.

При содержании тяжелых УВ более 150 г/м^3 газ называют *жирным*.

Газоконденсат – смесь жидких углеводородов (C_5H_{12} + высшие), выделяющаяся из природных газов при эксплуатации газоконденсатных залежей в результате снижения пластовых давлений (ниже давления начала конденсации) и температуры.

Классификация природного газа

Природные газы подразделяют на следующие группы:

- 1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, свободный от тяжелых УВ.**
- 2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы).
Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.**
- 3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений,- смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата.**
- 4. Газы газогидратных залежей.**



Газоконденсатные системы

- При сжатии чистый газ будет конденсироваться, при этом возникает жидкая фаза, которая может сосуществовать с газовой.
- В многокомпонентных системах, каковыми являются природные УВ системы, увеличение P ведет к тому, что жидкость, т.е. легкие фракции нефти, растворяется в газе — образуется «газорастворенная нефть» — *газоконденсат (ГК)* — газоконденсатная система (ГКС).
- Залежи ГК распространены в широком диапазоне глубин от **710 до 4600 м**, минимальные T и P соответственно 25°C и $7,5$ МПа, максимальные — 195°C и 65 МПа.
- В условиях залежи ГК – однофазная система, на поверхности – двухфазная.

Твердые растворы - газогидраты

- Предполагают, что под дном морей и океанов находятся мощные пласты с газогидратами, запасы газа в которых превышают запасы газовых залежей. В этих условиях решающим фактором в формировании кристаллогидратов является давление.
- Небольшие залежи газовых гидратов обнаружены в условиях вечной мерзлоты над газовыми залежами (Бованенковское месторождение).

Твердые растворы - газогидраты

- Гидраты газов представляют собой *твердые растворы*, где растворителем является вода (лед), молекулы которой за счет **водородных связей** образуют объемный каркас, в полости которого внедряются легкоподвижные молекулы газа
- *Начало процесса образования газогидратов определяется составом газа, состоянием воды, внешней температурой и давлением.*
- Гидраты газов представляют собой кристаллические соединения, характеризующиеся строго определенной кристаллической структурой для различных газов (I типа и II типа- разное количество молекул воды) .
- В них образуются полости двух размеров - **малые и большие**.
- В **малых** полостях структуры **I типа** располагаются молекулы газа, размер которых не превышает $5,2 \text{ \AA}$ ($0,52 \text{ нм}$), в **больших** - $5,9 \text{ \AA}$ ($0,59 \text{ нм}$).
- В малых полостях структуры **II типа** располагаются молекулы размером до $4,8 \text{ \AA}$, в больших – до $6,9 \text{ \AA}$.
- **Молекулы аргона, метана, сероводорода имеют размер меньше $5,2 \text{ \AA}$, этана - $> 5,2 \text{ \AA}$, пропана и изобутана - от $5,9$ до $6,9 \text{ \AA}$, н-бутана $> 6,9 \text{ \AA}$ (он не образует газогидратов)**

