

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
Томский политехнический университет
HARRIOT-WATT

Презентация лекционного курса

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ФЛЮИДОУПОРЫ

Автор к. г.-м. н., доцент

Недоливко Наталья Михайловна

1. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

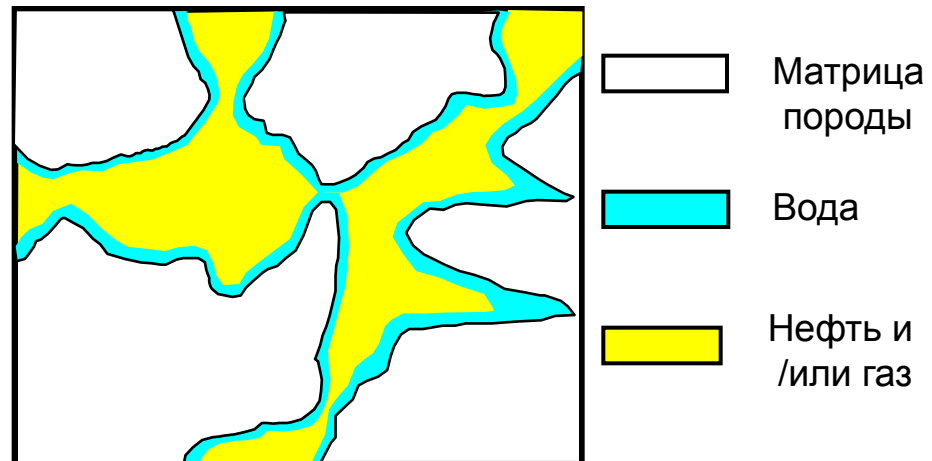
Коллекторы – это горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке

Абсолютное большинство пород-коллекторов имеют осадочное происхождение. Коллекторами нефти и газа являются терригенные (пески, алевриты, песчаники, алевролиты и некоторые глинистые породы), карбонатные (известняки, мел, доломиты), вулканогенно-осадочные и кремнистые породы.

Из определения пород-коллекторов следует, что они должны обладать

- **емкостью** (обеспечивающейся системой пустот) и
- **проницаемостью** (обеспечивающейся системой сообщающегося пустотного пространства).

Свойства горной породы вмещать (емкость) и пропускать (проницаемость) через себя жидкости и газы называются фильтрационно-емкостными свойствами – ФЕС.



Распределение нефти и воды в поровом пространстве

Пористость горных пород

Емкость горной породы характеризуется **пористостью**. Это один из наиболее важных параметров пород-коллекторов.

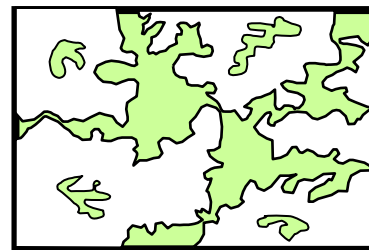
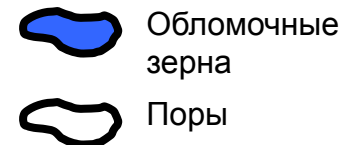
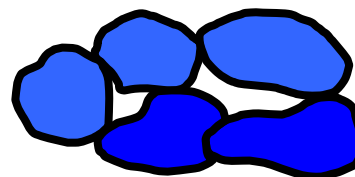
Под пористостью горной породы понимается наличие в ней пор (пустот). Пористость определяет долю пустотного пространства в общем объеме породы.

Пластовые флюиды – нефть, газ, вода - аккумулируются в пустотном пространстве породы-коллектора, представленном порами, кавернами и трещинами.

Поры – пространство между отдельными зернами, слагающими горную породу, а также **биопустоты**

Каверны – сравнительно крупные пустотные пространства, образовавшиеся в результате действия процессов выщелачивания

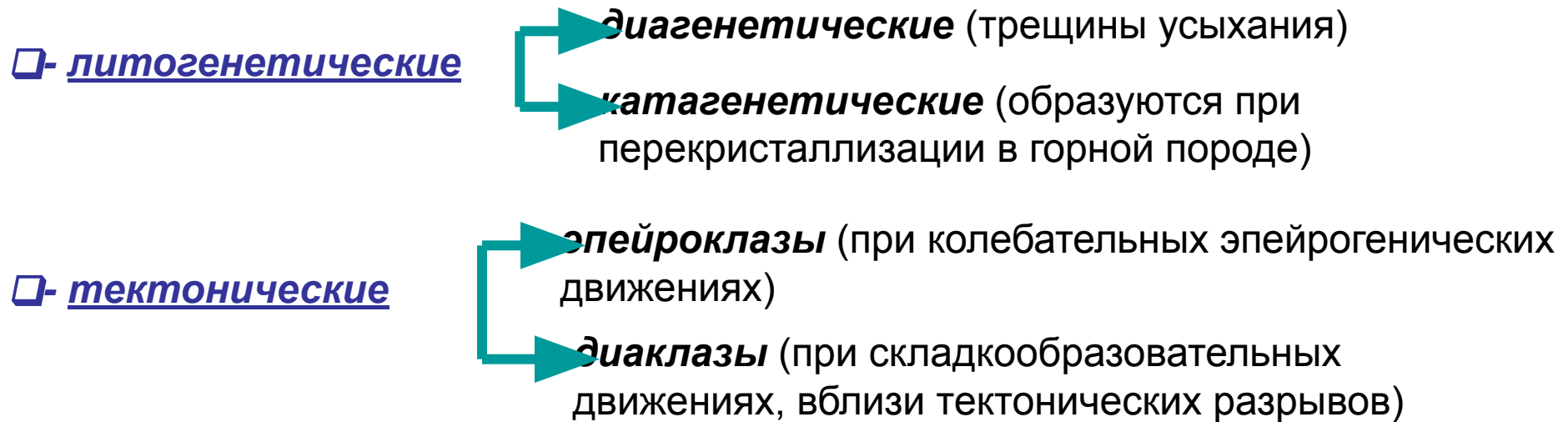
Трещины – разрывы сплошности горных пород, обусловленные в основном тектонической деятельностью.



Биопустоты:

- - **внутриформенные**: внутренние пустоты в раковинах (камеры амфонитов, фораминифер и т.д.), а также пустоты, разделенные перегородками, внутри коралловых скелетов.
- - **межформенные**: пустоты между раковин в известняках-ракушняках

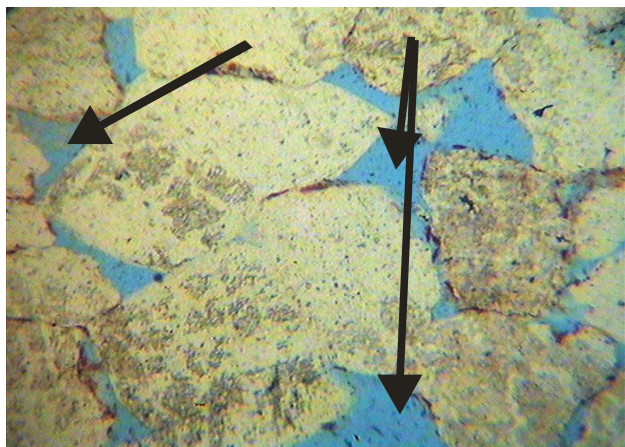
В зависимости от происхождения **трещины** разделяются на:



Наибольшую роль играют при:

- **первичной миграции** нефти – катагенетические трещины;
- **вторичной миграции** нефти – тектонические трещины

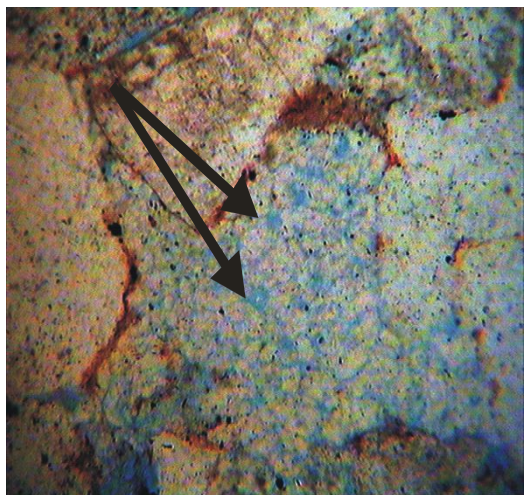
Генетическая классификация пор



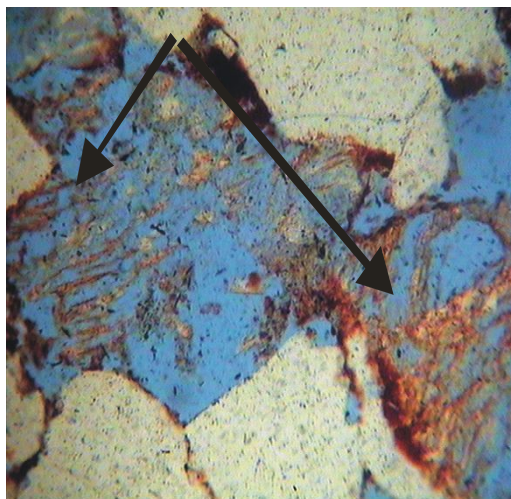
*Межзерновые
поры*

□ **Первичные поры** (пустоты) образуются в процессе осадконакопления и породообразования (промежутки между зернами – межзерновые поры, между плоскостями наслоения и т.д.).

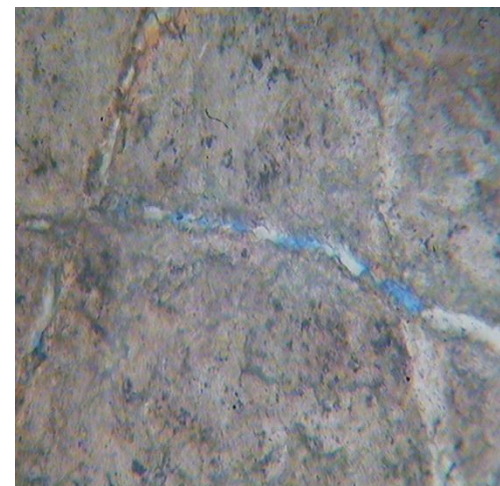
□ **Вторичные поры** образуются в результате последующих процессов: разлома и дробления породы, растворения, перекристаллизации, возникновения трещин вследствие сокращения породы (например, при доломитизации) и других процессов.



*Межпакетные поры в каолиновом
цементе*



*Внутризерновые поры
выщелачивания*



*Трещинные
поры*

Классификация поровых каналов по размерам

В большой степени свойства пористых сред определяются размерами поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:



- Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы).
- Хорошие коллекторы нефти — те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными.

Количественная оценка пористости

При характеристике нефтесодержащих пород различают типы пористости:

- **Общую (полную, абсолютную) – объем всех пор в породе;**
- **Открытую – объем связанных сообщающихся между собой пор;**
- **Эффективную – объем пор, из которых нефть может быть извлечена при разработке**

Все они оцениваются соответствующими коэффициентами пористости (%).

Коэффициентом полной пористости (K_{π}) называется отношение объёма взаимосвязанных и изолированных пустотных каналов ($V_{пор}$) к общему объёму образца горной породы ($V_{обр}$)

$$K_{\pi} = \frac{V_{пор}}{V_{обр}}$$

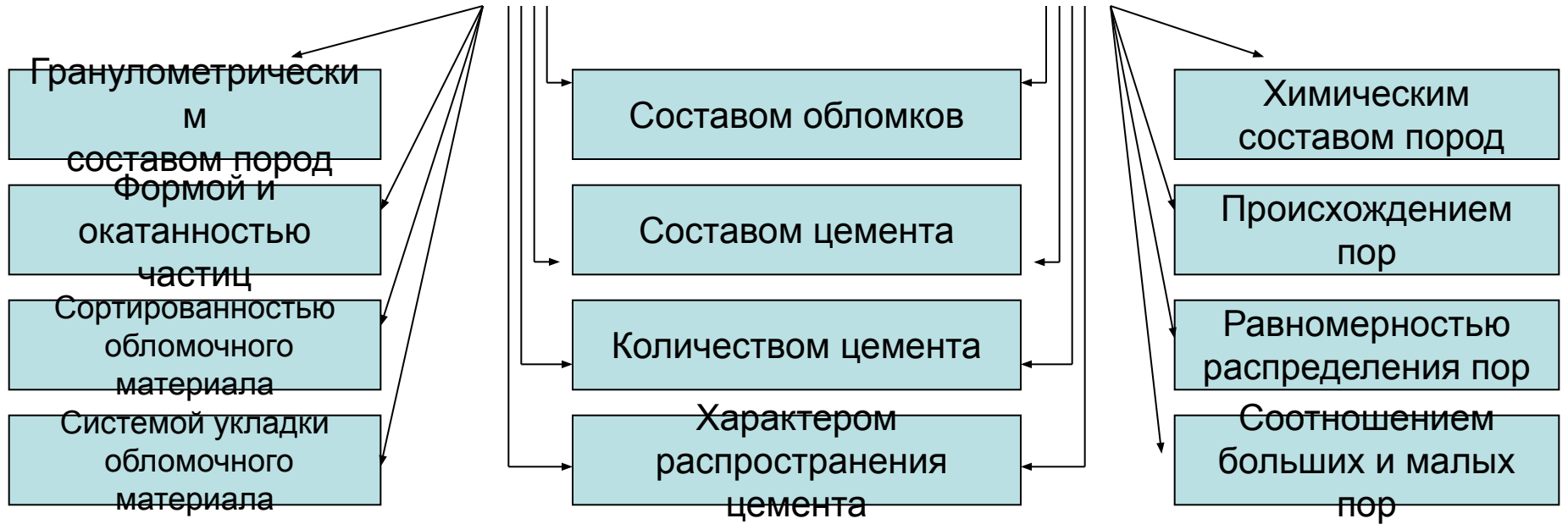
Коэффициентом открытой пористости (K_o) называется отношение объема открытых сообщающихся пор (V_o) к объему образца горной породы ($V_{обр}$)

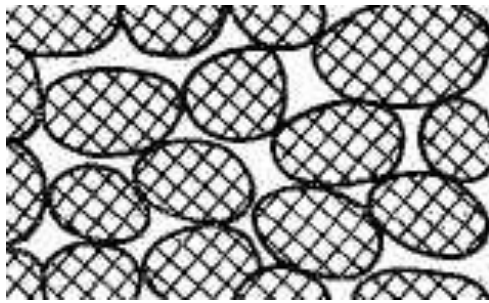
$$K_o = \frac{V_o}{V_{обр}}$$

Коэффициентом эффективной пористости ($K_{эф}$) называется отношение объема пор ($V_{эф}$), через которые возможно движение нефти, воды или газа при определенных температуре и градиентах давления к объему образца горной породы ($V_{обр}$)

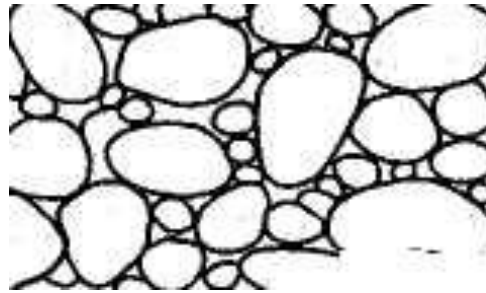
$$K_{н.эф} = \frac{V_{эф}}{V_{обр}}$$

Структура порового пространства пород обусловлена большим числом факторов

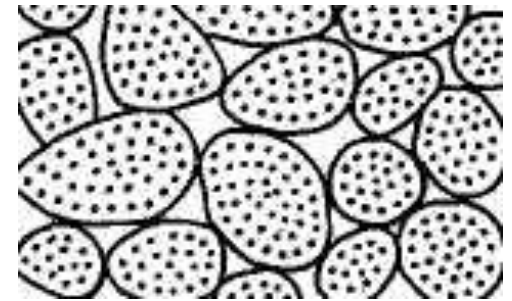




а

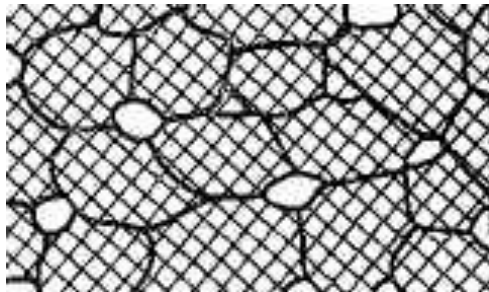


б

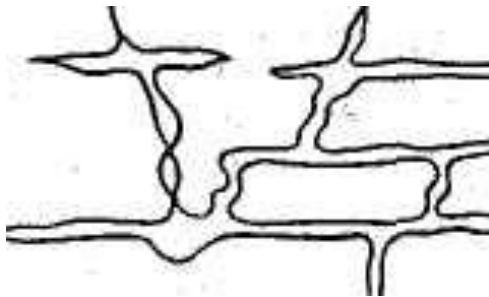


в

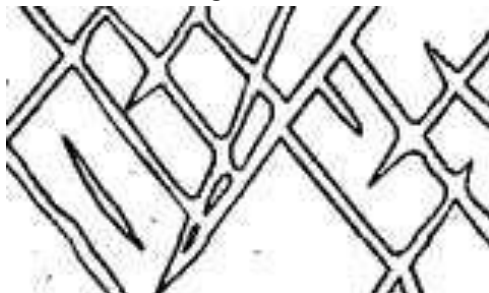
г



д



е



Пористость повышается с улучшением окатанности и отсортированности обломков, с увеличением размеров обломков, с уменьшением количества цементирующего материала, если обломочные зерна сами пористые, если порода подверглась растрескиванию и растворению и т.д.

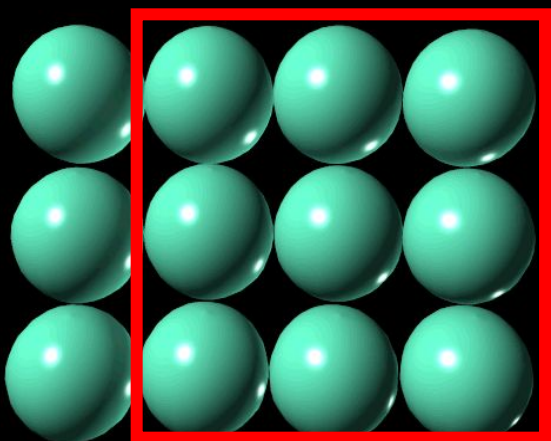
Различные виды порового пространства пород показаны на рисунках

а – хорошо окатанный и отсортированный песок с высокой пористостью; б – плохо отсортированный песок с низкой пористостью; в – хорошо отсортированная порода, зерна которой также пористы; г – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества в пространстве между зернами; д – поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением; е – порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин.

Влияние упаковки на формирование пористости

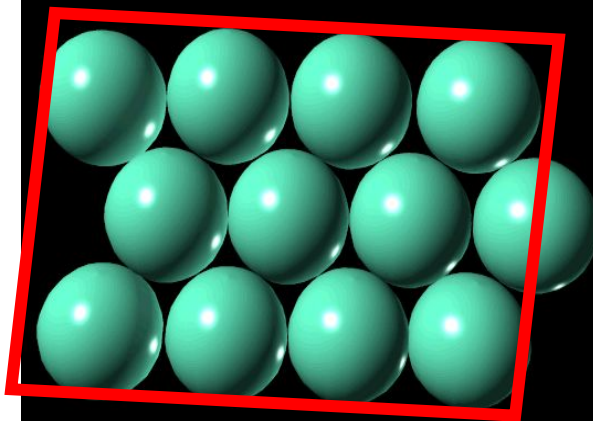
Коэффициент пористости обломочных пород в случаях, когда зерна породы одинаковы по размеру и имеют шарообразную форму, не зависит от размера зерен, а определяется их укладкой и однородностью по размеру. При кубической упаковке пористость составляет 47,64 %; при ромбической – 25,95 %, независимо от размеров шаров.

Кубическая укладка шариков



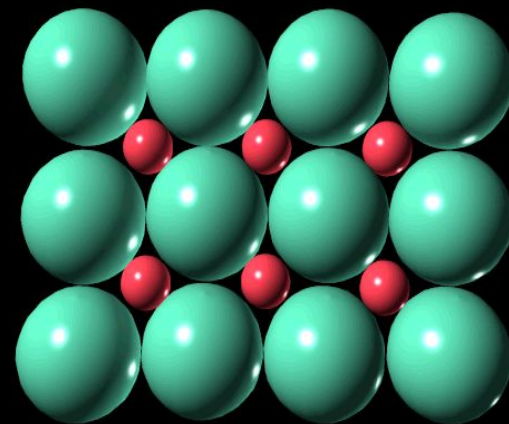
Пористость = 47,64 %

Укладка шариков ромбом



Пористость = 25,95 %

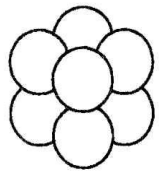
Укладка шариков двух размеров



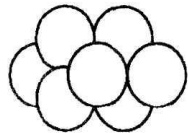
Пористость = 14%

У пород, состоящих из неодинаковых по размеру обломков (конгломератов, глинистых песчаников), пористость резко снижается, так как мелкие зерна занимают промежутки между крупными зернами, уменьшая объем порового пространства

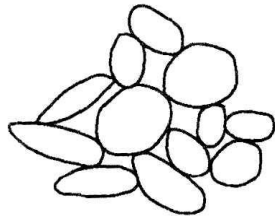
Поровое пространство и характер укладки обломков



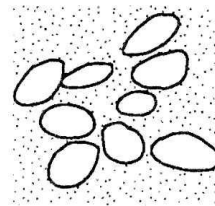
(A)
Cubic packing
(48% porosity)



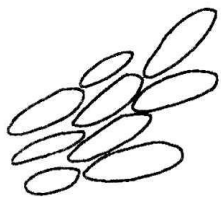
(B)
Rhombohedral packing
(26% porosity)



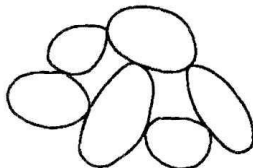
(C)
Grain supported
fabric



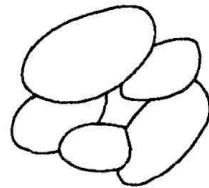
(D)
Matrix supported
fabric



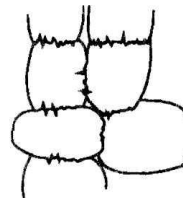
(E)
Preferred orientation
of grains



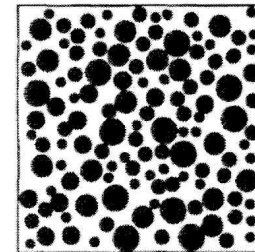
(F)
Point contacts



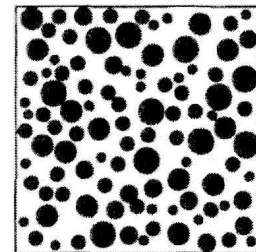
(G)
Concavo-convex
contacts



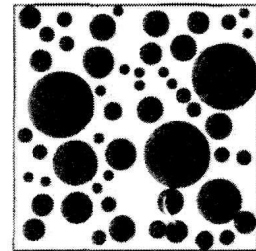
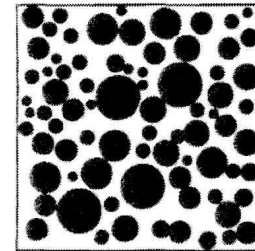
(H)
Sutured contacts



Well Sorted $\alpha = 0.35$



Moderately Well Sorted $\alpha = 0.5$



Степень отсортированности
обломков

В природных условиях большое внимание на размеры пор оказывает отсортированность обломочного материала, их пространственное расположение (беспорядочное или ориентированное), плотность прилегания с образованием разных типов контактов (точечных – примыкания, комформации – взаимоприспособления или инкорпорации – вдавливания)

Roundness

Sphericity

Very angular 0.5 Angular 1.5 Sub-angular 2.5 Sub-rounded 3.5 Rounded 4.5 Well rounded 5.5

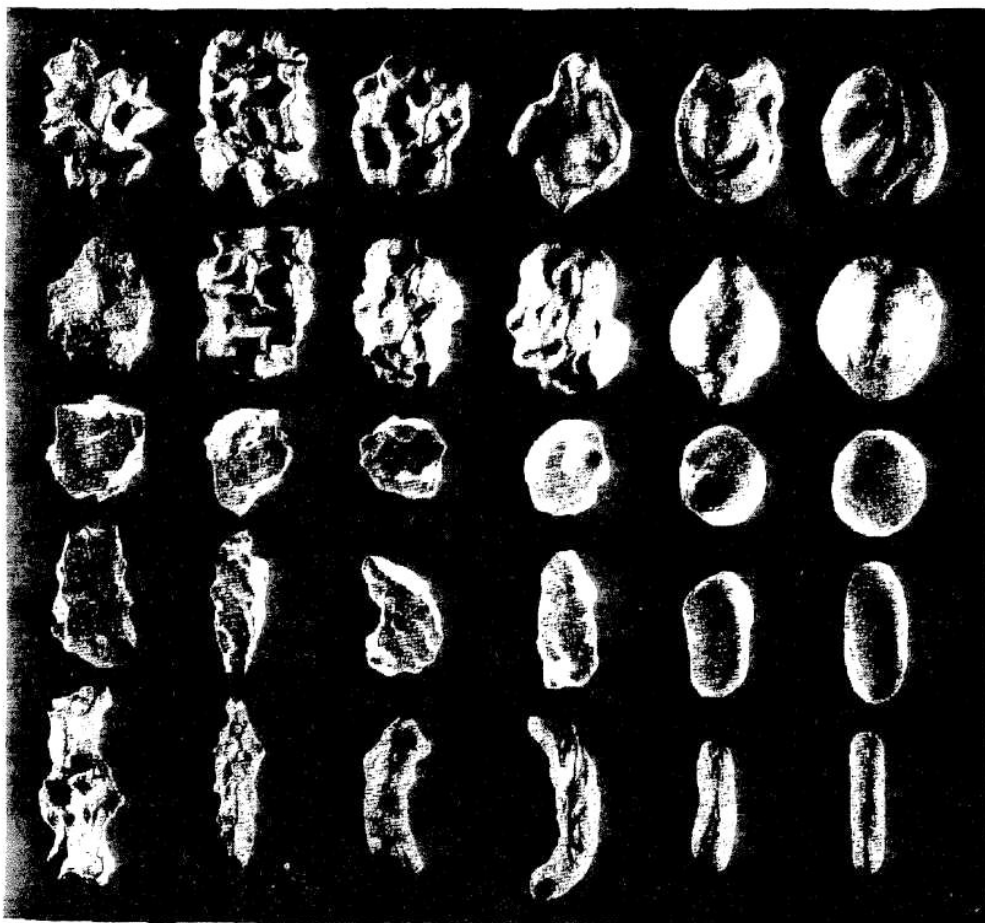
Discoidal 0.5

Sub-discoidal 2.5

Spherical 4.5

Sub-prismatic -2.5

Prismatic -0.5



Степень окатанности и изометричности обломков

Увеличение степени окатанности обломков способствует формированию пор с гладкими стенками; и наоборот, при неокатанных плохо обработанных поверхностях обломочных зерен образуются поры с неровными стенками.

Важную роль играет также степень изометричности обломочных зерен: при прочих равных условиях при укладке изометричных обломков, по сравнению с обломками удлиненной формы, размеры седиментогенных пор более крупные.

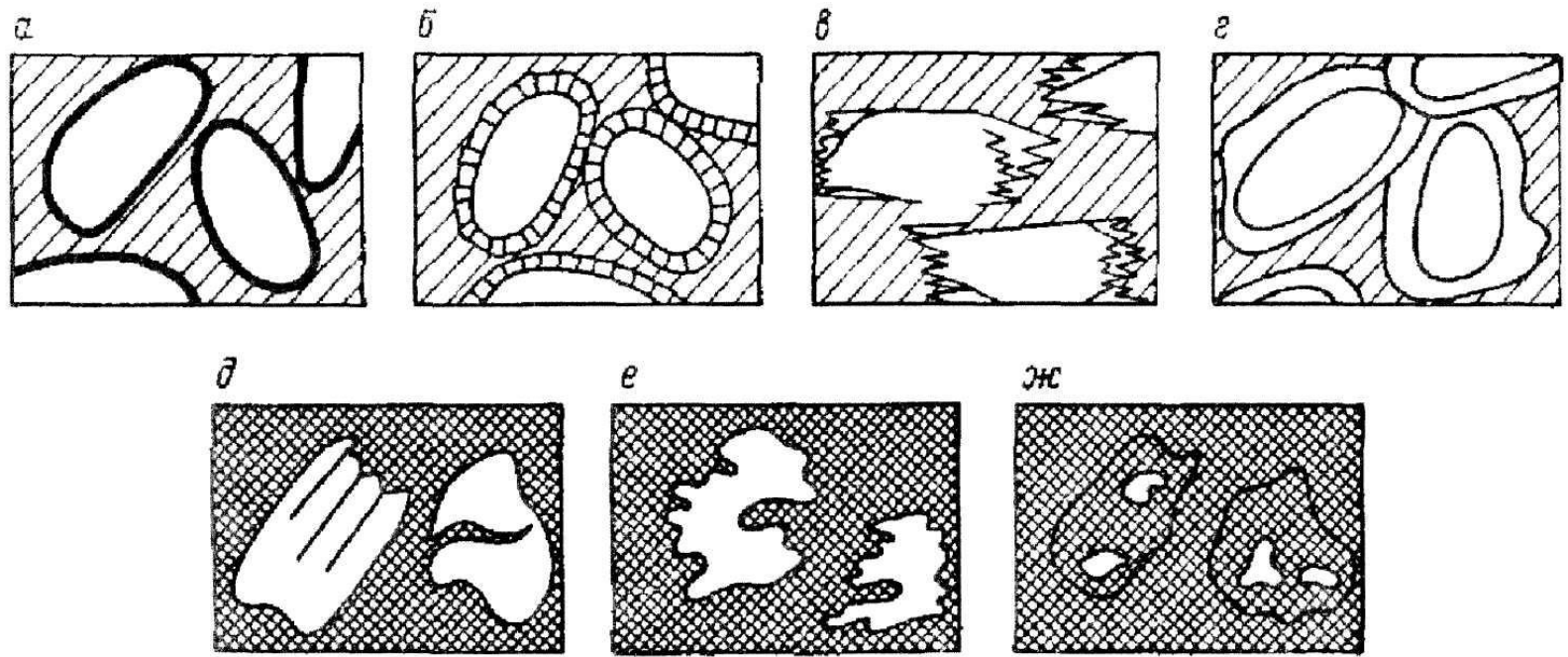


Рис. Типы цемента по взаимоотношению с обломочными зернами: а – пленочный; б – кристификационный; в – неравномерного нарастания; г – регенерационный; д – проникновения; е – коррозионный; ж – замещения

Немаловажное значение для формирования коллекторских свойств терригенных пород имеет также цемент. Первичный цемент (глинистый, карбонатный, железистый и др.) часто накапливается вместе с обломочным материалом и уменьшает пористость. Цемент присутствует в подавляющем большинстве обломочных пород и является их важной составной частью, обуславливающей физические свойства, состав и последовательность выделения минералов. Тип цемента выражает его структурные особенности по отношению к породе в целом (т.е. соотношение цемента с обломочной частью).

Обычно выделяют 4 типа цемента:

- 1. Базальный – зерна не соприкасаются друг с другом, а погружены в цемент.
- 2. Заполнения пор (поровый) – зерна соприкасаются друг с другом, а цемент заполняет лишь поры между ними.
- 3. Пленочный – цемент покрывает зерна пленкой (иногда не сплошной), а остальная часть пор остается пустой; цементация большей частью непрочная. В некоторых случаях (например, в метаморфизованных породах) эти поры могут быть заполнены цементом другого типа (заполнения пор или регенерации) и тогда следует говорить о наличии пленочного цемента другой разновидности.
- 4. Соприкосновения, или контактовый, – цемент присутствует лишь в местах соприкосновения зерен, а основная часть пор остается незаполненной.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают теригенные породы с контактовым и неполным поровым цементом.

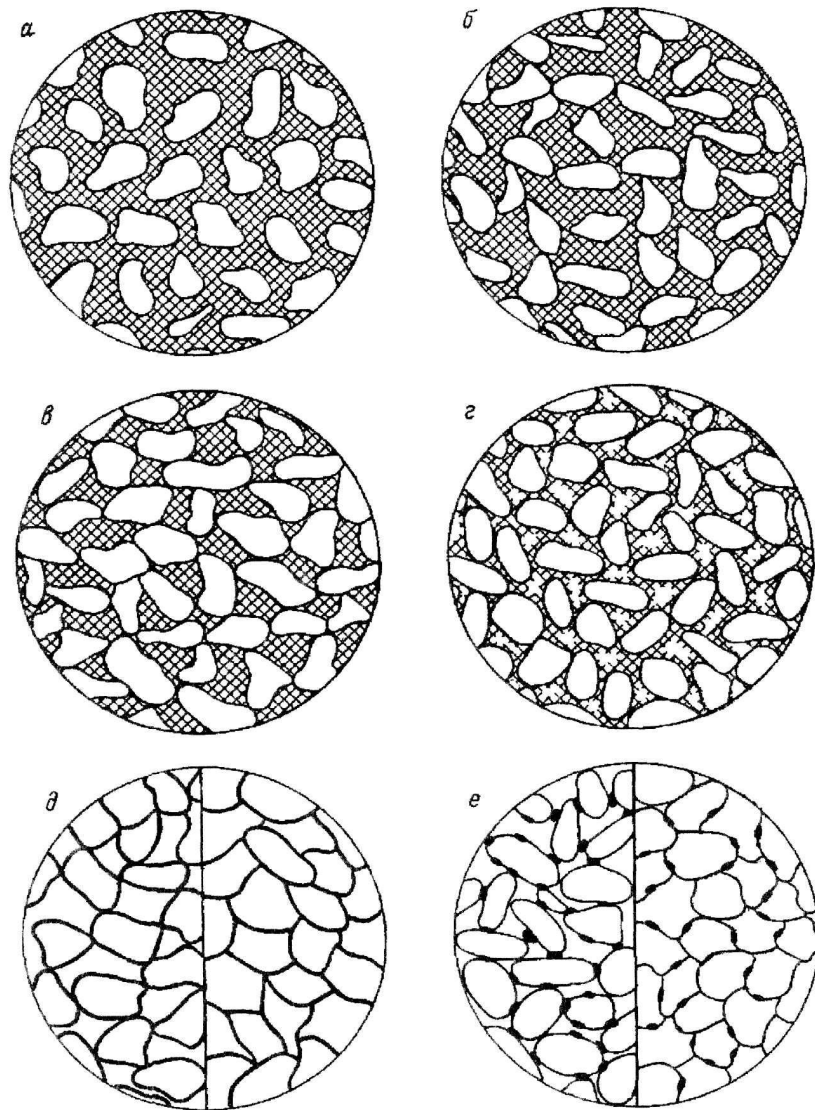


Рис. Типы цемента по количеству и распределению в породе: а – базальный; б – открытый поровый; в – закрытый поровый; г – неполный поровый; д – пленочный; е – контактовый

Величина коэффициента пористости

Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, обычно следующая (в %).

- Пески..... 20—25
- Песчаники..... 10—30
- Карбонатные коллекторы10—25 и меньше.

Величина коэффициента пористости горных пород может достигать 40 % (месторождения Ставрополя).

Нефтеносные песчаники Русской платформы – 17-24 %.

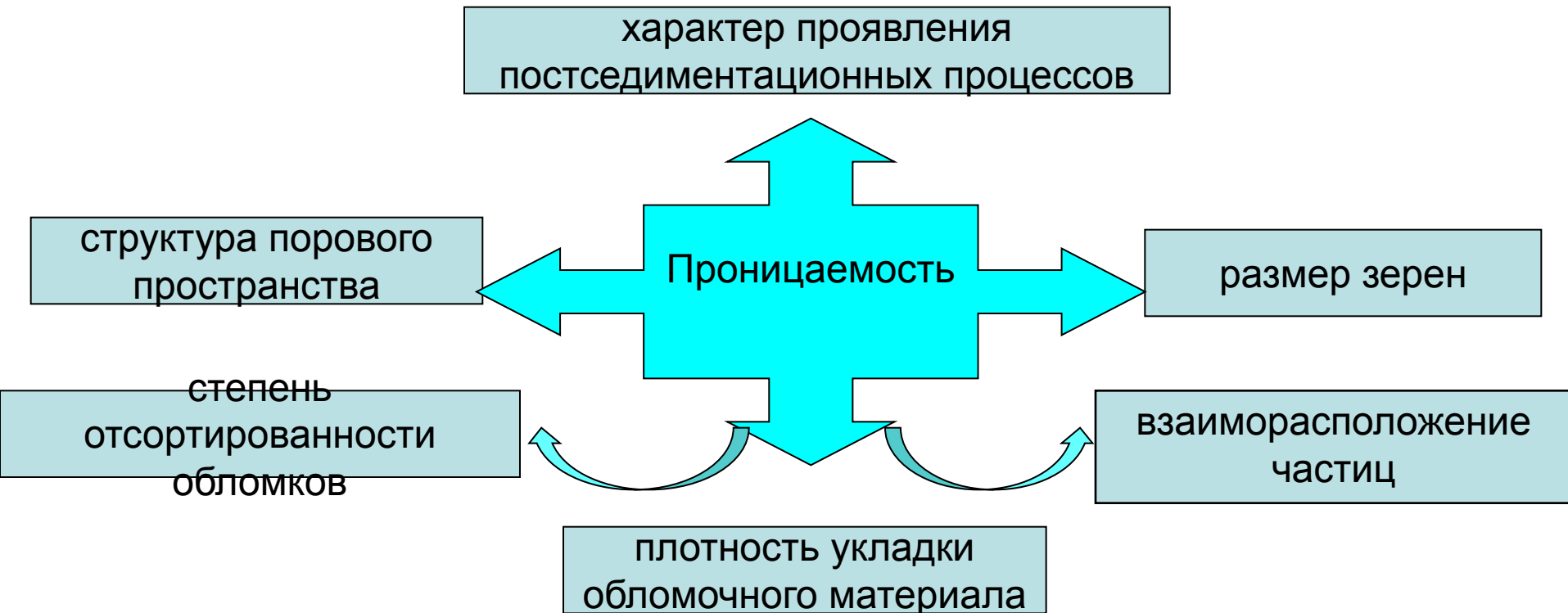
В последнее время открыт ряд месторождений в карбонатных коллекторах, поровое пространство которых состоит в основном из трещин. Пористость (коэффициент трещиноватости) таких пластов оценивается долями и единицами процентов. Однако из них получены большие промышленные притоки нефти.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления

Проницаемость – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, его **фильтрационные свойства**, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ.

Проницаемость зависит от многих факторов; важнейшими из них являются:



Проницаемость в сильнейшей степени зависит от:

- ❑ **наличия трещин:** хотя доля их в пустотном, пространстве составляет десятые и сотые доли процента, но по сравнению с порами гранулярных коллекторов трещинное пространство обладает высокой проводимостью; трещины создают в пласте направления преимущественной фильтрации;
- ❑ **минерального состава** породы: лучшими фильтрационными свойствами обладают кварцевые пески благодаря низкой сорбционной способности кварца;
- ❑ **содержания и состава глинистых минералов:**
 - 1) глинистые частицы занимают часть пространства между зернами других минералов (кварца, полевых шпатов и т.п.), уменьшая пористость и сечение пор, и
 - 2) глины вследствие высокой диспергированности и связанной с ней огромной поверхностью обладают высокой сорбционной емкостью и удерживают на поверхности зерен воду и УВ, сужая сечение пор.

Ухудшают фильтрационные свойства пород:

- ❑ **призматический габитус,**
- ❑ **неправильная форма большинства зерен**
- ❑ **высокая сорбционная емкость,**
- ❑ **цементация пород**

ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ

В Международной системе (СИ)

за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 н/м^2 расход жидкости вязкостью $1 \text{ н} \cdot \text{сек/м}^2$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{сек}$. Единицей измерения проницаемости является квадратный метр (м^2).

Чаще всего для обозначения проницаемости пород используют микрометр (мкм^2).

Обычно для оценки проницаемости пользуются практической единицей Дарси, которая приблизительно в 10^{12} раз меньше, чем проницаемость в 1 м^2 , или миллидарси (мД).

За единицу проницаемости в 1 Дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см^2 расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3/\text{сек}$.

$$\begin{aligned} 1 \text{ мД} &= 0,001 \text{ Д}, \\ 1 \text{ мД} &= 10^{-3} \text{ мкм}^2 \end{aligned}$$

ВИДЫ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Проницаемость пористой среды зависит также от типа пластового флюида и характера его движения. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной (физической, удельной), эффективной (фазовой) и относительной проницаемости.

Под абсолютной проницаемостью понимают проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе, при условии полного заполнения порового пространства газом или жидкостью

В случае, когда поровое пространство породы содержит в себе более одного флюида, проницаемость по конкретному флюиду называется эффективной.

Относительная проницаемость определяется как отношение эффективной проницаемости для флюида при данной насыщенности к абсолютной проницаемости

ДРУГИЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

При характеристике коллектора, а также при миграции углеводородов и их отдаче в процессе разработки большое влияние оказывают остаточная водонасыщенность, плотность и карбонатность пород.

Водонасыщенность

Водонасыщенность = объем пор, занятых водой / общий объем пор (проценты)

Остаточная вода – вода, оставшаяся в пласте при формировании залежи нефти и газа.

Остаточная вода удерживается в коллекторе силами молекулярного притяжения – адсорбционными и капиллярными. Иногда в пластах присутствует свободная вода, не связанная с коллектором молекулярными силами и передвигающаяся вместе с нефтью и газом.

Плотность скелета горной породы (кажущаяся плотность) – это физическая величина, количественно равная массе единицы объема сухой породы вместе с порами.

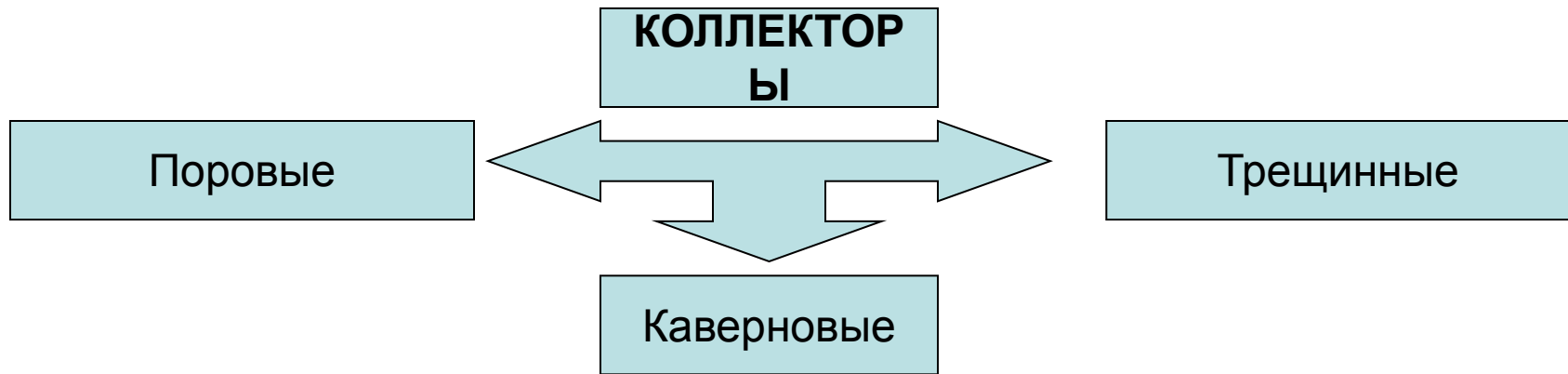
Плотность пород определяют с целью выяснения характера связей плотности с другими петрофизическими величинами, а также для решения других геологических задач: оценки особенностей формирующегося осадка, выявления региональной и локальной смены пород и др.

Для промышленной практики важное значение имеет **карбонатность** пород, т. е. содержание в них солей угольной кислоты: поташа (K_2CO_3), известняка ($CaCO_3$), сидерита ($FeCO_3$), доломита $CaCO_3 \cdot MgCO_3$ и др.

КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

1) по типу пустотного пространства

По преобладающему типу пустот, слагающих поровое пространство, коллекторы делятся на три основных типа:



- К **поровому (гранулярному типу, межгранулярному)** относятся коллекторы, представленные песчано-алевритовыми породами, реже известняками и доломитами (оолитовыми и органогенными); поровое пространство в них состоит из межзерновых, межоолитовых и биопустотных полостей.
- **Трещинные коллекторы** сложены преимущественно карбонатами, реже терригенными породами; поровое пространство в них образуется системой трещин. При этом участки коллектора между трещинами представлены плотными непроницаемыми и малопроницаемыми нетрещиноватыми блоками пород, поровое пространство в которых практически не участвует в процессах фильтрации.
 - **Каверновые коллекторы** сложены в основном карбонатными породами; пустотное пространство в них представлено кавернами выщелачивания
 - В коллекторах **смешанного типа** отмечается сочетание систем трещин, порового пространства блоков и пор.

Соотношение типов пустотно-порового пространства и типы коллекторов в породах разного генезиса

Типы коллекторов	Межгранулярные (поровые)	Трещинные	Каверновые	Биопустотные	
Пустоты	порово-трещинные		трещинно-каверновые		Внутри-скелетные и межскелетные
	Поры	Трещины	Каверны		
Породы	Обломочные				
	К а р б о н а т н ы е				
	Изверженные			Кремнистые	
	Глинистые				
	Метаморфические				

2. Классификация коллекторов по типу горных пород



3. Классификация коллекторов по условиям фильтрации и аккумуляции пластовых флюидов:

- ❑ **Простые** (поровые и чисто трещинные)
- ❑ **Сложные** (трещинно-поровые и порово-трещинные)

Нетрадиционные коллекторы нефти и газа

1. Вулканогенные породы: нефть и газ в туфах, лавах и других разностях связаны с пустотами, которые образовались при выходе газа из лавового материала или с вторичным выщелачиванием. Нефтеносность этих пород всегда вторична.

Примеры: осадочно-туфогенный вулканогенный комплекс эоценового возраста Восточной Грузии и Западного Азербайджана; формация «зеленых туфов» палеогенового возраста в Японии. Здесь резервуар массивного типа образован вторично измененными туфами и лавами риолитов.

2. Метаморфические и интрузивные породы также могут быть нефтегазоносны. Природные резервуары в них возникают за счет выветривания, проработки гидротермальными растворами и других вторичных изменений.

Примеры: коры выветривания гранитно-метаморфических пород, залегающих в ядрах мезозойских поднятий в Шаимском районе Западной Сибири; крупное месторождение Белый Тигр связано с гранитогнейсовыми породами на шельфе Вьетнама.

3. Глинистые и биогенные кремнистые толщи. В них нефтегазоносность обычно сингенетична; природные резервуары возникают в процессе катагенеза; возникновение или увеличение пустот связано с генерацией нефтяных и газовых углеводородов и перестройкой минеральной матрицы породы. При преобразовании ОВ возрастает объем флюидов (жидкости, в том числе углеводороды, газы). Возросшее давление способствует образованию сети трещин в основном по наслоению вдоль ослабленных уровней. Формирование коллекторских свойств и генерация нефтяных углеводородов совпадают по времени. Повышению растресканности породы способствуют и некоторые тектонические процессы.

Примеры: резервуары в баженовской карбонатно-кремнисто-глинистой толще верхней юры в Западной Сибири (Салымское месторождение и др.), в майкопской глинистой серии Ставрополя (Журавское месторождение).

4. Классификация песчано-алевролитовых коллекторов по ФЭС

Исходя из значений эффективной пористости и проницаемости по газу с учетом литологического состава пород А.А. Ханин предложил классификацию песчано-алевролитовых пород-коллекторов:

Класс	Название породы по преобладанию гранулометрической фракции	Пористость эффективная, %	Проницаемость по газу, мкм ²	Оценка коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	16,5 29	≥ 1	очень высокая
II	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	15 – 16,5 26,5 - 29	0,5 - 1	высокая
III	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	11 – 15 20,5 – 26,5	0,1 – 0,5	средняя
IV	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	5,8 – 11 12 – 20,5	0,01 – 0,1	пониженная
V	Песчаник среднезернистый Алевролит мелкозернистый	0,5 – 5,8 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

5. По рентабельности промышленной эксплуатации



Коллектор эффективный — коллектор, обладающий такими емкостными и фильтрационными свойствами, которые обеспечивают рентабельность промышленной эксплуатации месторождения в конкретных геолого-технических условиях.

Общая классификация коллекторов нефти и газа

Типы коллектров	Классы по емкостным и фильтрационным свойствам
<u>Кавернозные</u> в карбонатных и других осадочных, а также выщелоченных магматических и метаморфических породах	<u>1 класс</u> открытая пористость до 40%, проницаемость до 1000мД и выше
<u>Гранулярные</u> хорошо отсортированные преимущественно мономинеральные с малым количеством цемента оолитовые известняки <u>Биопустотные</u> рифовые известняки, биоморфные породы	<u>2 класс</u> открытая пористость более 20%, проницаемость 100-1000мД
<u>Гранулярные</u> олигомиктового и аркозового состава; <u>Карбонатные</u> органогенно-детритусовые	<u>3 класс</u> открытая пористость 15-20%, проницаемость 10-100 мД
<u>Гранулярные</u> полимиктового состава с высоким содержанием цемента; <u>Карбонатные</u> пелитоморфные, мелко-зернистые, комковатые, строматолитовые	<u>4 класс</u> открытая пористость 10-15%, проницаемость 1-10 мД
<u>Трещинные</u> . Тектоническая трещиноватость	<u>5 класс</u> трещинная пустотность 2-3%, проницаемость до 1000 мД
<u>Трещинные</u> . Литогенетическая трещиноватость	<u>6 класс</u> трещинная пустотность 5-10%, проницаемость 10-1000 мД.

ПОРОДЫ-ФЛЮИДОУПОРЫ (ПОКРЫШКИ)

Сохранение скоплений нефти и газа в породах-коллекторах невозможно, если они не будут перекрыты непроницаемыми для флюидов (нефти, газа и воды) породами.

Плохо проницаемые породы, перекрывающие породы-коллекторы со скоплениями нефти и газа, называют покрывками нефтяных и газовых залежей

Роль пород-нефтегазоводоупоров выполняют глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, глинистые известняки, гипсы, ангидриты и соли. Соляно-ангидритовые покрывки служат наиболее надежными экранами, несколько худшими экранирующими свойствами обладают глинистые и глинисто-карбонатные породы, весьма слабыми непроницаемыми перекрытиями являются алевролито-глинистые породы.

Надежность экранов во многом определяется характером флюидов в подстилающих залежах. Наиболее подвижны газообразные углеводороды. Поэтому покрывки, перекрывающие газовую залежь, должны обладать лучшими экранирующими свойствами по сравнению с покрывками, перекрывающими нефтяную залежь.

Глинистые покрышки

- Глины и глинистые породы весьма различны по своим экранирующим свойствам, так как отличаются разнообразием физико-химических, минералогических, гранулометрических характеристик.
- У глин каолинового состава наблюдается наибольшая диффузионная и фильтрационная проницаемость, а у глин монтмориллонитового состава — наименьшая, поэтому наилучшими экранирующими свойствами обладают толщи, содержащие большее количество монтмориллонитовых частиц.
- Степень однородности глин имеет важную роль в оценке экранирующих свойств покрышек. Присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает качество экранирующей толщи. С возрастанием содержания в глинах алевроитовой примеси и увеличением размеров поровых каналов проницаемость возрастает.
- Надежность глинистых покрышек обеспечивает низкая проницаемость, так как размер поровых каналов глинистых пород мал, и для фильтрации через них нефти и газа требуются большие давления.
- С увеличением глубины и уплотнением глин качество глинистой покрышки снижается. С ростом плотности глин их проницаемость уменьшается. По мере уменьшения проницаемости глин, растет перепад давлений, необходимый для прорыва через них газа.
- Увеличение мощности покрышки значительно улучшает ее изоляционные качества и способствует удержанию залежи с большими высотами. Так, на Уренгойском месторождении залежь высотой 176 м экранируется покрышкой мощностью около 600 м. Газовая залежь высотой 215 м в горизонте IX на месторождении Газли перекрывается мощной покрышкой высотой 104 м. Для определения зависимости высоты залежей от мощности глинистых покрышек строятся графики, по оси абсцисс которых откладываются высоты залежей, а по оси ординат — мощности перекрывающих покрышек.

СОЛЯНО-АНГИДРИТОВЫЕ ПОКРЫШКИ

- Соленосные толщи являются надежными покрышками для залежей нефти и газа. Пластичность каменной соли, способность ее деформироваться без нарушения сплошности делают эту горную породу надежным непроницаемым изолятором. Она является основным породообразующим минералом соленосных толщ. Нередко в них в виде включений или прослоев содержатся калийные и другие соли, однако они занимают весьма подчиненное положение.
- Соленосные отложения обычно сопровождаются пачками ангидритов, которые подстилают и покрывают соли, а иногда и переслаиваются с ними. Ангидриты значительно более хрупки по сравнению с солью и не являются такими надежными экранами.
- Благодаря прозрачности каменной соли в ней ясно видны под микроскопом детали строения, объемные формы включений, в том числе газообразных и жидких, а также многочисленные трещины. Одни трещины заполнены минеральными образованиями, другие — полые. Те и другие нередко бывают пережаты: под действием пластических деформаций их стенки местами смыкаются — и трещины, теряя сообщаемость, перестают быть проводящими. Этой особенностью и обусловлены экранирующие свойства солей.

- Соль в определенных условиях может быть и проницаемой: при растяжении пережатия и разобращения систем трещин не происходит. Они остаются открытыми и могут пропускать различные флюиды, в том числе газ и нефть. Об этом свидетельствует выполнение трещин различными вторичными образованиями иногда с включениями битума и газа.
- Пластичность каменной соли резко снижается от различных механических примесей, иногда даже в случае ничтожного их содержания. Подобным же образом действует повторная смена тектонических напряжений расслаблением. Совокупность этих причин снижает пластичность соли и приближает ее по свойствам к хрупкому телу.
- Тектонические движения играют значительную роль в прорыве газа через соленосную толщу. В зонах региональных разломов порода при неоднократном и длительном воздействии нагрузок подвергается периодическому уплотнению и разуплотнению, теряет первоначальные пластические свойства и значительно упрочняется, становясь более хрупкой. Тектонические подвижки в зонах разломов, сопровождающиеся общим напряжением растяжения, вызывают «раскрытие» систем трещин, по которым становится возможным переток газа из нижележащих отложений.
- В подсолевых отложениях открыты Астраханское, Карачаганское, Оренбургское, Вуктыльское, Самантепинское, Уртабулакское и Западно-Крестищенское газоконденсатные месторождения, Речицкое и Осташковичское нефтяные. Соленосные толщи приурочены к определенным стратиграфическим горизонтам и географическим поясам, связываются с эпохами затуханий наиболее интенсивных движений земной коры, имеют региональное распространение и значительные мощности. Так, мощность верхнеюрских соленосных

Классификация покрышек, по Э.А. Бакирову

По площади распространения:

- **Региональные** - распространены в пределах нефтегазоносной провинции или большей ее части, характеризуются значительной мощностью и литологической выдержанностью.
- **Субрегиональные** - распространены в пределах нефтегазоносной области или большей ее части
- **Зональные** - распространены в пределах зоны или района нефтегазонакопления
- **Локальные** - распространены в пределах отдельных местоскоплений, обуславливают сохранность отдельных залежей.

По соотношению с этажами нефтегазоносности

- **Межэтажные** - перекрывают этаж нефтегазоносности в моноэтажных местоскоплениях или разделяют их в полиэтажных местоскоплениях
- **Внутриэтажные** - разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности

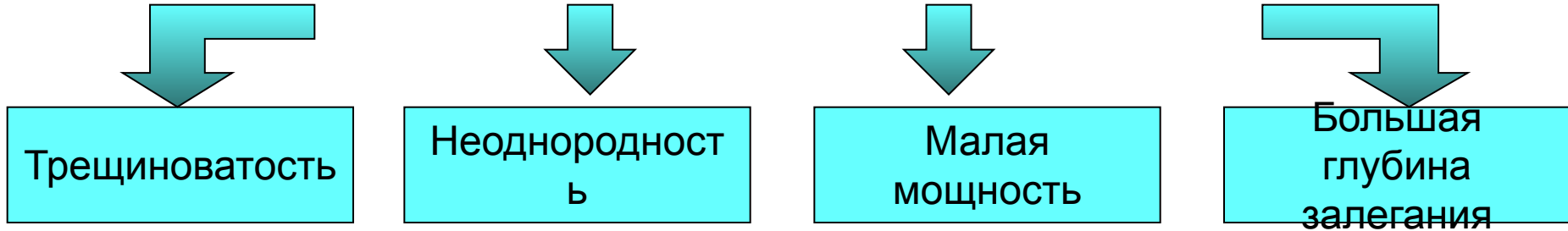
По литологическому составу

- **Однородные** (глинистые, карбонатные; галогенные) - состоят из пород одного литологического состава
- **Неоднородные:**
 - **смешанные** (песчано-глинистые; глинисто-карбонатные; терригенно-галогенные и др.) - состоят из пород различного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости
 - **расслоенные** - состоят из чередования прослоев различных литологических разновидностей пород

Классификация покрышек, по А.А. Ханину

Группа	Экранирующая способность	Проницаемость по газу, мкм ²	Давление прорыва газа, МПа
A	Весьма высокая	$\leq 10^{-9}$	≥ 12
B	Высокая	10^{-8}	8,0
C	Средняя	10^{-7}	5,5
D	Пониженная	10^{-6}	3,3
E	Низкая	10^{-5}	0,5

Факторы, снижающие экранирующие свойства пород-флюидоупоров:



- 1. Трещиноватость** в породах-флюидоупорах снижает их экранирующие свойства. Например, в зонах региональных разломов первоначальные пластичные свойства глин и солей утрачиваются, они становятся хрупкими, с раскрытыми трещинами и могут пропускать флюиды.
- 2. Степень однородности** покрышек играет важную роль в экранирующих свойствах : присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает их качество. Алевролитовая примесь по мере увеличения ее содержания в глинах оказывает влияние на структуру порового пространства. Более чистые разности глин уплотняются интенсивней и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов, а также низкой проницаемостью.
- 3.** Чем больше **мощность покрышки**, тем выше ее изолирующие качества и способность удерживать залежи с большими высотами. Абсолютно непроницаемых для нефти и газа покрышек в природе не существует. В.П. Савченко на основе экспериментальных работ установил, что глинистая покрышка удерживает только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, обуславливающего начало фильтрации флюидов сквозь эту покрышку.
- 4.** На **больших глубинах** вследствие потери воды глинистые породы превращаются в хрупкие тела и могут стать породами-коллекторами.

Список использованной литературы

- Баженова О.К, Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. - М.: Издательство Московского университета, 2000. - С. 234-271.
- Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков.- М.: Наука, 1996.- С. 15-23
- Семенович В.В., Высоцкий И.В. и др. Основы геологии горючих полезных ископаемых. - М.: Недра, 1987. - С. 52-59