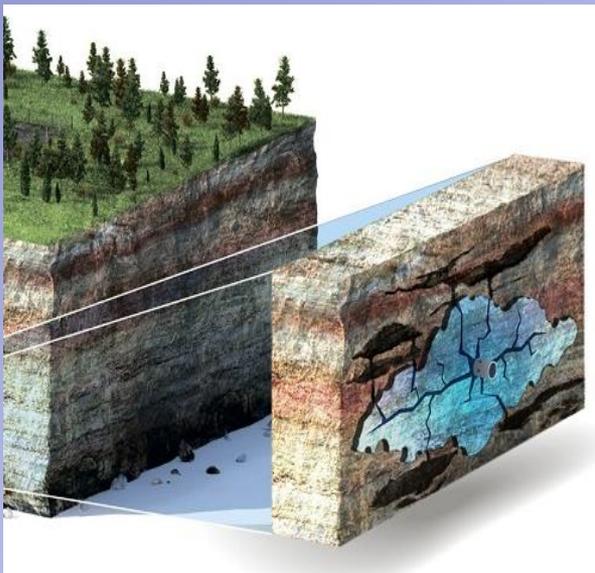


**НАО «КАРАГАНДИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ АБЫЛКАСА САГИНОВА»**

Кафедра «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»



ЛЕКЦИЯ

**Тема: УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ И
ПОРИСТОСТЬ ПЛАСТОВ**

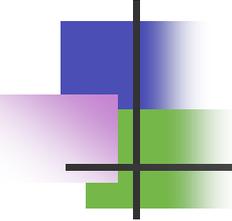
**Дисциплина: Петрофизика
нефтяного пласта**

**Образовательная программа:
7M07201 «Геофизические методы
поисков и разведки МПИ»**



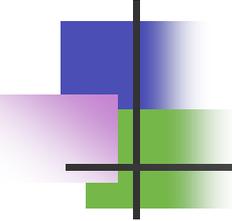
Автор:

к.т.н., доц. Пономарева М.В.



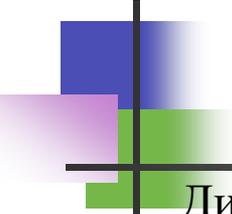
План лекции

1. Удельная поверхность горных пород
2. Емкость пустот пород
3. Пористость терригенных пород-коллекторов
4. Пористость карбонатных пород-коллекторов
5. Пористость фиктивного грунта
6. Связь между пористостью и удельной поверхностью



Цель лекции

Цель лекции – рассмотреть основные емкостные характеристики нефтегазонасыщенных пластов, таких как удельная поверхность, емкость пустот, основные виды пористости терригенных и карбонатных пород-коллекторов, фиктивного грунта, а так же связь между пористостью пород и их удельной поверхностью.



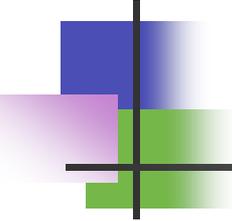
Роль и место темы лекции в дисциплине, связь с другими дисциплинами

Дисциплина «Петрофизика нефтяного пласта» дает понятие об основных физических и физико-химических свойствах пластов-коллекторов, связей петрофизических величин между собой и с геофизическими параметрами, методики определения того или иного петрофизического свойства нефтяных пластов.

Эти знания необходимы для углубленного изучения емкостных свойств коллекторов, таких как удельная поверхность и пористость.

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной воды и другие. Пористость - основной параметр при подсчете запасов нефти или природного газа в залежи, **поэтому изучение данных параметров, методик и способов их определения является весьма важной и актуальной задачей.**

Знания полученные при изучении материалов данной лекции используются при изучении таких дисциплин как «Интерпретация промыслово-геофизических исследований», «Спецкурс эксплуатации нефтегазовых месторождений», при прохождении профессиональных практик и написании магистерской диссертации.



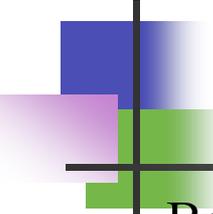
Удельная поверхность горных пород

Под удельной поверхностью горных пород понимают суммарную поверхность частиц, содержащихся в единице объема образца:

$$S_{\text{уд}} = \frac{S}{V_{\text{обр}}}$$

Чем больше в породе мелких частиц, тем больше ее удельная поверхность. Согласно принятой классификации удельная поверхность породы, состоящей из:

- **псефитов** и **псаммитов** (не превышает $950 \text{ см}^2/\text{см}^3$);
- **алевритов** (от 950 до $2300 \text{ см}^2/\text{см}^3$);
- **пелитов** (более $2300 \text{ см}^2/\text{см}^3$).

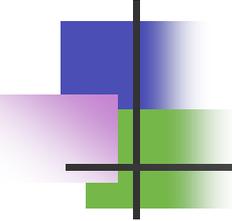


Удельная поверхность горных пород

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: *проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды* и т.п.

Удельную поверхность нефтеносных пород особенно важно знать потому, что на процессы фильтрации большое влияние оказывают *молекулярно-поверхностные силы*, действующие на контакте «флюид – порода». Эти молекулярные явления могут существенным образом изменять характер фильтрации.

Обычные объемные свойства жидкостей (вязкость, плотность) обуславливаются молекулами, находящимися внутри жидкости, поэтому при фильтрации жидкости через крупно зернистую породу с относительно небольшой удельной поверхностью роль молекул, входящих в контакт с поверхностью невелика, так как их число весьма мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости.



Удельная поверхность горных пород

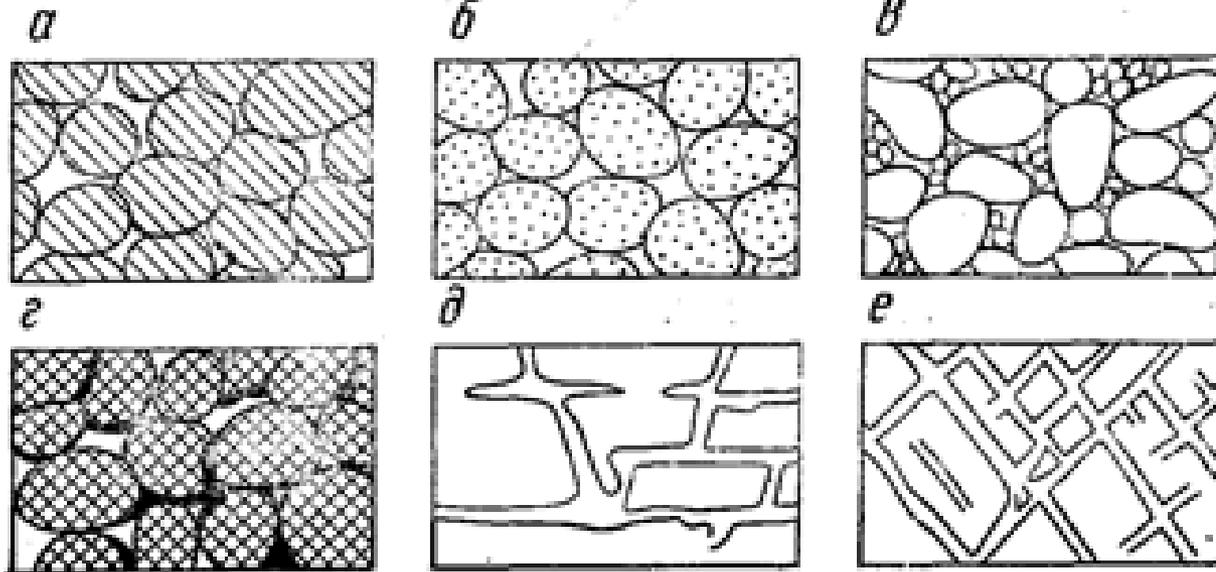
Если же пористая среда, через которую движется жидкость, имеет большую удельную поверхность (состоит из мелких зерен), то число поверхностных молекул становится сравнимым с числом объемных молекул.

Несмотря на кажущуюся простоту понятия удельной поверхности, точное определение ее величины - весьма сложная задача, связанная с большим разнообразием строения горных пород.

В сцементированных породах удельная поверхность в первую очередь зависит от строения и характера распределения пустот, но некоторые из них могут оказаться изолированными от поверхности исследуемого образца и, следовательно, не будут участвовать при определении удельной поверхности (рисунок 1, 2). Других способов определения удельной поверхности, при наличии замкнутых пустот в пористой среде в настоящее время нет.

Удельная поверхность горных пород

Различные структуры поровых пространств

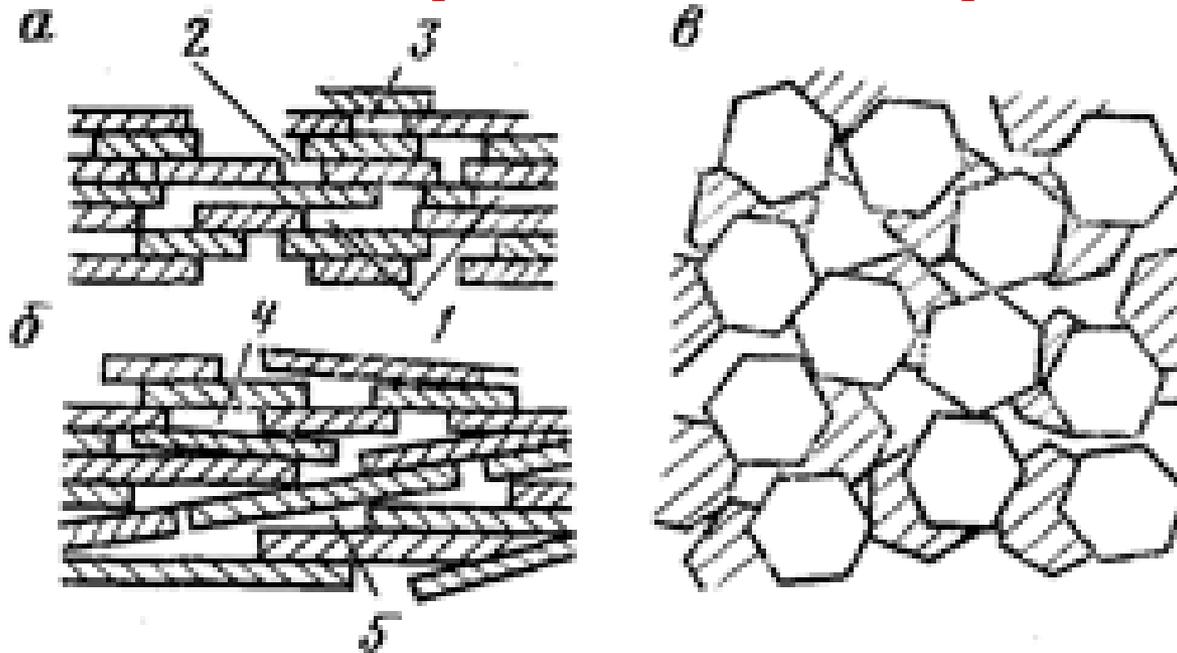


а) высокопористые с хорошо скатанными и отсортированными зернами; б) очень высокопористые с хорошо скатанными отсортированными и пористыми зернами; в) низкопористые с плохо скатанными и отсортированными зернами; г) пониженной пористости с хорошо скатанными отсортированными, но сцементированными зернами; д) с порами растворения; е) с трещинной пористостью

Рисунок 1

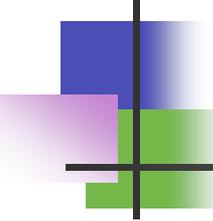
Удельная поверхность горных пород

Виды пор в пластинчатых минералах



а), б) разрезы минерала по различным направлениям; в) вид сверху; поры:
1 - щелевидные; 2 - лабиринтообразные; 3 - замкнутые; 4,5 – клиновидные

Рисунок 2

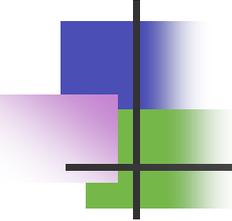


Удельная поверхность горных пород

В слабо сцементированных и несцементированных породах основной способ определения удельной поверхности связан с вычислением суммарного объема, занимаемого в образце только твердыми частицами, для чего предварительно определяется объем пустот (заполнив образец жидкостью).

Зная гранулометрический состав керна, можно определить число песчинок, составляющих каждую фракцию, определить их средний диаметр и объем, а затем найти суммарную поверхность всех песчинок и удельную поверхность образца.

Не все пустоты породы могут быть заполнены жидкостью, то есть при определении объема пустот насыщением жидкостью часть пор внутри образца остается незаполненной (поры изолированы от поверхности образца). Кроме того, есть так называемые непроточные пустоты - это тупиковые и субкапиллярные поры.

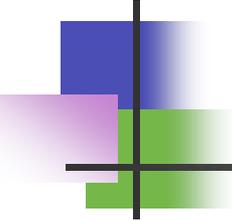


Удельная поверхность горных пород

Удельную поверхность пород разделяют на 3 группы:
полную, открытую, эффективную

- полная удельная поверхность определяется для абсолютно всех пустот в породе;
- открытая удельная поверхность определяется для пустот, связанных с поверхностью образца, в том числе тупиковых и непроточных пор;
- эффективная удельная поверхность определяется только для проточных пор.

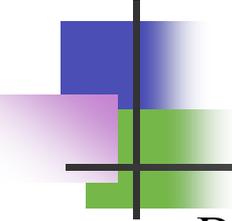
Формулы для определения полной, открытой и эффективной удельной поверхности связаны с другими параметрами пористых сред (пористостью, проницаемостью и др.), поэтому будут даны после их изучения.



Емкость пустот пород

По происхождению пустоты в породах подразделяют на **первичные** и **вторичные**. Поры первичного происхождения образовались во время формирования самой породы. К ним относятся:

- пустоты между частицами и зёрнами, слагающими породу;
- пустоты между плоскостями наложения;
- пустоты, образовавшиеся после разложения органических остатков;
- пустоты пузырьчатого характера в некоторых изверженных породах.



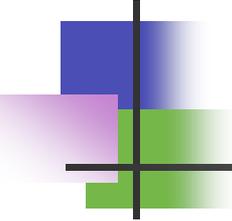
Емкость пустот пород

В понятие емкости пустот горных пород входят не только пустоты первичного происхождения, образовавшиеся в период осадконакопления и формирования породы, а и в результате дальнейших процессов: разломки и дробления породы, растворения, доломитизации и др.

К вторичным пустотам относятся:

поры, которые образовались путем вымачивания растворимых минералов при циркуляции в породах пластовой воды;

трещины и каверны, сформировавшиеся под действием тектонических пропусков в земной коре, а также в результате перекристаллизации минералов, доломитизации и т.д.



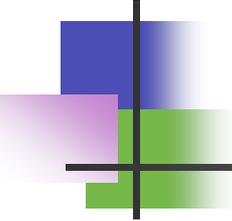
Емкость пустот пород

По величине и сообщаемости поры условно подразделяют на:

сверхкапиллярные – диаметром более 0,5 мм;
капиллярные – диаметром от 0,5 до 0,0002 мм;
субкапиллярные – диаметром менее 0,0002 мм.

По крупным порам движение жидкости происходит свободно, а по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил. Капиллярные поры свойственны преимущественно песчаным коллекторам.

В субкапиллярных порах преобладают молекулярно-поверхностные силы. Поры такого сечения заполнены водой, и движение ее в природных условиях не наблюдается.

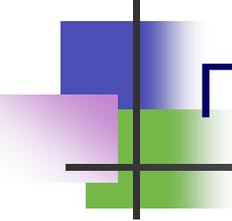


Емкость пустот пород

По размеру трещины подразделяются на микротрещины с раскрытостью от 0,01 до 0,1 мм и макротрещины с раскрытостью более 0,1 мм.

С точки зрения извлечения нефти и газа представляют интерес промышленные скопления в породах, представленных капиллярными и сверхкапиллярными порами.

Порода с субкапиллярными порами практически не проницаемы для жидкостей и газов. Эти породы выполняют роль покрышки структурных ловушек - залежей нефти и газа.



Пористость терригенных пород-коллекторов

■ Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пор, а емкость трещин и каверн определяется обычно отдельно.

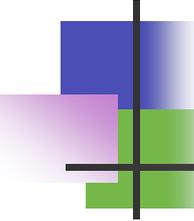
Коэффициентом пористости k_{Π} породы называют отношение объема пустот $V_{\text{пор}}$ в породе к общему ее объему V_{Π} :

$$k_{\Pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\Pi}}$$

По сообщению пустот друг с другом различают пористость общую, открытую и закрытую. В коллекторах нефти и газа закрытая пористость отсутствует или пренебрежимо мала.

По морфологии пустотного пространства различают поры межзерновые, каверны и трещины. В общем случае коэффициент пористости является суммой межзерновой, каверновой и трещинной пористостей:

$$k_{\Pi} = k_{\Pi.мз} + k_{\Pi.кав.} + k_{\Pi.тр}$$



Пористость терригенных пород-коллекторов

По способности пор принимать, содержать и отдавать свободную жидкость и газ различают **эффективную** и **неэффективную** пористость.

Эффективная пористость характеризует часть объема, которая занята подвижным флюидом (нефтью, газом, водой) при полном насыщении порового пространства этим флюидом.

$$k_{\Pi} = k_{\Pi.\text{эф}} + k_{\Pi.\text{неф}}$$

В гидрофильном коллекторе (рисунок 3):

$$k_{\Pi.\text{эф}} = k_{\Pi} (1 - k_{\text{в.о.}})$$

где $k_{\text{в.о.}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности

Пористость терригенных пород-коллекторов

Нефть в поровом пространстве гидрофильной породы

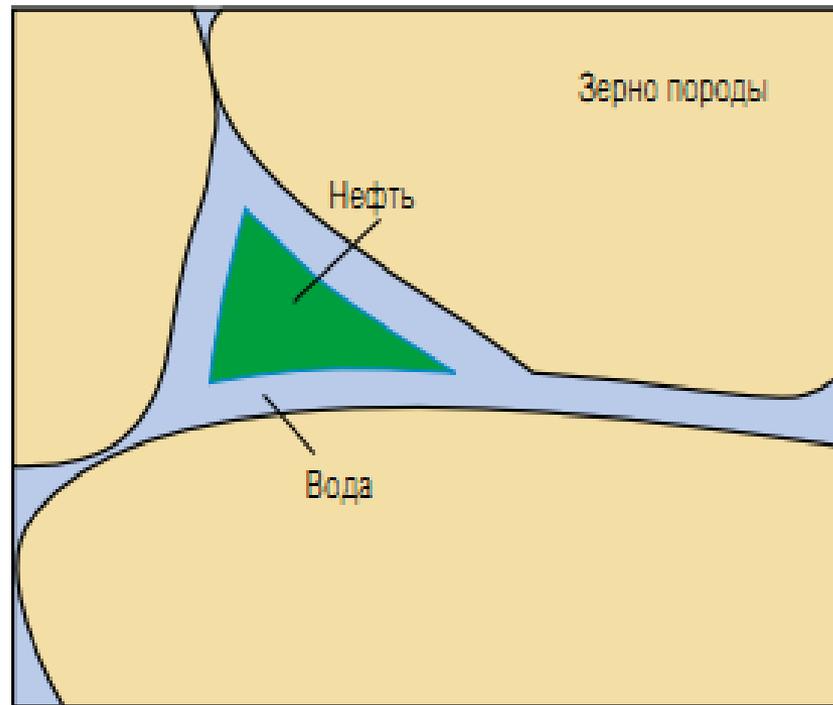


Рисунок 3

Пористость терригенных пород-коллекторов

Объемная модель пористости

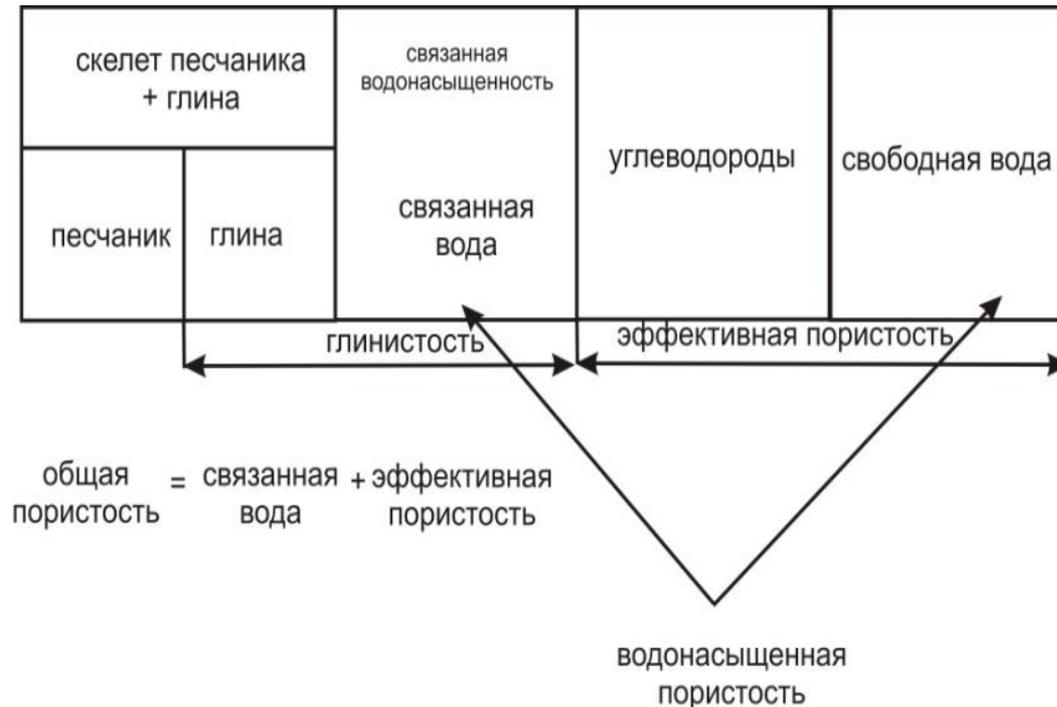


Рисунок 4

Пористость терригенных пород-коллекторов

Межзерновая пористость

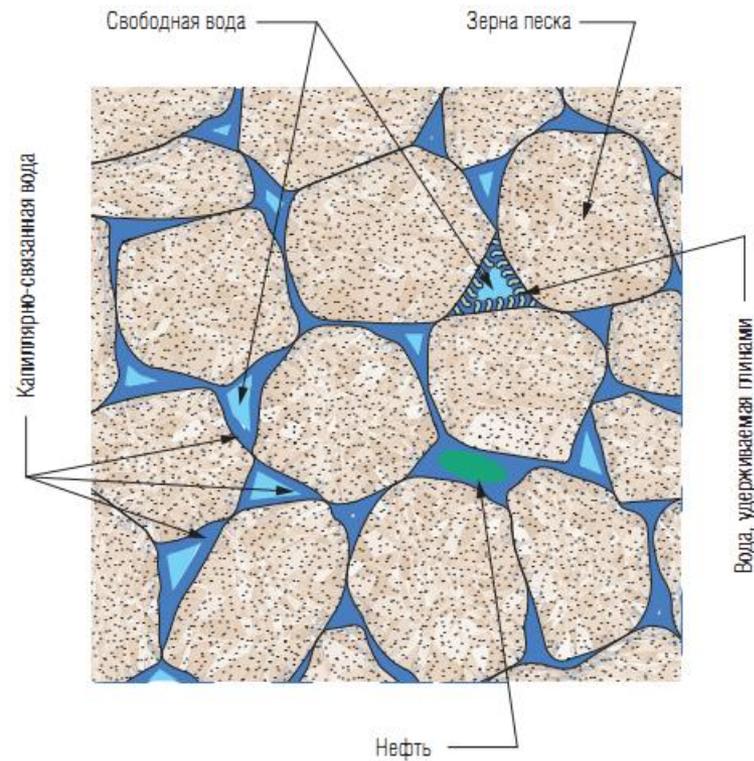


Рисунок 5

Пористость терригенных пород-коллекторов

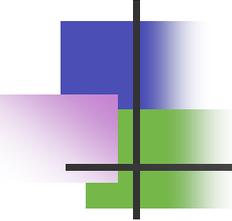
Межзерновую пористость называют первичной, а сумму каверновой и трещинной пористостей – вторичной. Динамическая пористость определяет объем $V_{пор.д}$ пор, который занимает в поровом пространстве коллекторов фильтрующаяся под определенным градиентом давления однородная или неоднородная жидкость. Коэффициент динамической пористости $k_{н.д}$ показывает, в какой части объема породы при заданном градиенте давления может наблюдаться движение жидкости или газа. В случае нефтенасыщенной породы:

$$k_{п.д} = \frac{(V_{п.о} - V_{u.cu} - V_{н.о})}{V_c} = \frac{(V_{п.эф} - V_{н.о})}{V_c} \quad k_{п.д} = k_{п.о}(1 - k_{в.о} - k_{н.о})$$

где $k_{в.о}$ – коэффициент насыщения породы остаточной водой $k_{в.о} = \left(\frac{V_{в.о}}{V_{пор.о}} \right)$

$V_{в.о}$ – объем остаточной воды; $V_{н.о}$ – объем пор, в которых осталась нефть после ее вытеснения из породы другим флюидом; $k_{н.о}$ – коэффициент насыщения породы остаточной нефтью.

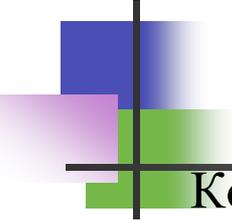
При длительном приложении высоких градиентов давления вытеснения $k_{н.д} \rightarrow k_{н.эф}$; при низких $k_{н.д} < k_{н.эф}$. В общем случае $k_{н.д} > k_{н.о} > k_{н.эф} > k_{н.д}$.



Пористость терригенных пород-коллекторов

Коэффициент общей пористости первичных осадочных пород изменяется в широких пределах. Самые высокие значения k_n от превышающих 50–80% до 30% относятся к песчаным, алевритовым, глинистым, известковым, бокситовым илам. Коэффициент пористости k_n этих первичных осадков на дне рек, озер, морей, океанов тем выше, чем меньше окатанность и больше отсортированность их зерен.

В результате метаморфических процессов, уплотнения, обезвоживания, погружения пород, роста давлений и температуры происходит как уменьшение, так и увеличение удельной пористости пород. Коэффициент общей пористости песчаных и алевритовых пород варьирует от нескольких десятых долей до более 50%; глинистых карбонатных и кремнистых групп – от 0,1 до 50–70%.



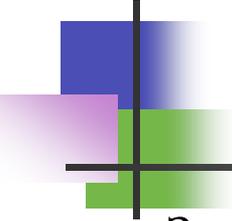
Пористость терригенных пород-коллекторов

Колебания k_n в широких пределах объясняется первоначальными различиями в минеральном составе, структуре пород, влиянием давления, температуры, времени и других геологических факторов на степень заполнения объема твердой фазы.

Низкие значения k_n обломочных пород (песков, песчаников, алевролитов, обломочных известняков) связаны с плохой сортировкой обломков и цементацией их порового пространства.

Для песчано-алевритово-глинистых пород k_n уменьшается с уменьшением коэффициента отсортированности зерен и ростом коэффициента глинистости $k_{глV}$.

Коэффициент пористости зависит от глубины залегания осадочных пород. Обычно с увеличением глубины залегания k_n однотипных осадочных пород уменьшается. Очень редко значения k_n могут возрастать с глубиной из-за тектонических процессов и выщелачивания твердого вещества.



Пористость терригенных пород-коллекторов

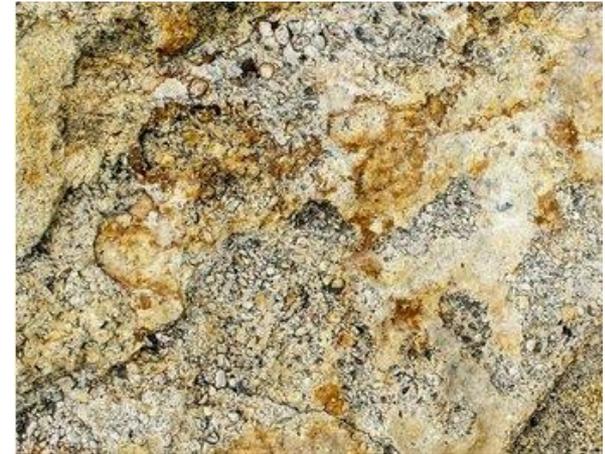
Значения k_n интрузивных пород, руд магматического происхождения не превышают 2 – 5%; выветрелые породы имеют k_n до 10% и более. Высокие значения k_n характерны для пепловых туфов (30 – 60%).

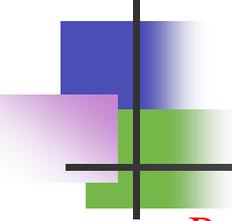
Поровое пространство горной породы, образованное сообщающимися между собой порами, является сложным по форме и состоит из пор разных размеров. Одни поры хорошо проводят флюиды, другие – заполнены адсорбированной и капиллярно-удержанной водой.

Структура порового пространства породы определяет характер распределения пор по размерам. У грубо-, крупно- и среднезернистых хорошо отсортированных и слабосцементированных пород крупные и близкие по размерам поры. У мелко- и тонкозернистых пород больше всего мелких и тонких пор. Поровой состав сцементированных обломочных пород содержит поры разных диаметров, причем доля крупных пор уменьшается, а мелких и субкапиллярных возрастает.

Пористость терригенных пород-коллекторов

Карбонатные отложения, состоящие из отсортированных песчаных или галечниковых частиц, также могут обладать существенной первичной пористостью (карбонатные пески, представленные оолитами и отсортированными органическими обломками).

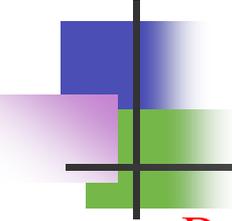




Пористость карбонатных пород-коллекторов

Вторичная (эпигенетическая) пористость возникает в результате последующих изменений в уже сформировавшейся горной породе. Вторичная пористость представлена:

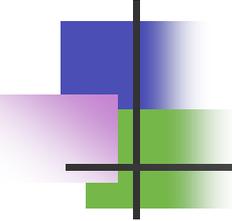
- 1) трещинами и порами, возникающими вследствие сокращения объема породы;
- 2) трещинами, связанными с кристаллизацией;
- 3) трещинами, обусловленными напряжениям в земной коре;
- 4) трещинами и порами, образованными вследствие поверхностного выветривания породы;
- 5) порами растворения, которые образуются за счет увеличения размеров возникших ранее пор в результате растворяющего действия жидкостей, циркулирующих в породе. Эти более ранние поры представляют собой либо первичные поры, либо поры, обусловленные растрескиванием пород.



Пористость карбонатных пород-коллекторов

Выделяют вторичные поры межгранулярные (межзерновые) и поры растворения. Вторичные межгранулярные поры в карбонатных породах встречаются очень редко. Вторичные поры растворения широко распространены в карбонатных породах. Возникновение их обусловлено полным или частичным растворением (выщелачиванием) форменных образований отдельных зерен цементирующего или цементируемого вещества или агрегата зерен.

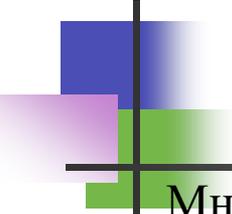
Величина пор растворения колеблется от 0,05 до 2 мм. Вторичные поры растворения могут быть также в виде каверн, микро- и макрокарстовых пустот, стилолитовых полостей. Поры выщелачивания по форме неправильные, угловатые, вытянутые, щелевидные, с неровными извилистыми стенками. Они обычно сообщаются между собой посредством узких поровых канальцев или микротрещин шириной 5–25 мкм слабо извилистой и прямолинейной формы.



Пористость карбонатных пород-коллекторов

Примерами вторичных пор, возникших вследствие интенсивного растворения, служат **внутрикоралловые каверны, межводорослевые каверны, поры, образовавшиеся в результате селективного растворения раковин и удаления кальциевых частиц в породах, состоящих в основном из доломита, поры внутри листовидных известковых водорослей, крупные пустоты вдоль трещин и пустоты выщелачивания.**

Вторичные поры выщелачивания по степени выполнения подразделяются на открытые, частично выполненные и выполненные битумом, минеральным веществом (кальцит, доломит, гипс, ангидрит, флюорит, соль), глинисто-органическим веществом или одновременно минеральным веществом и битумом.



Пористость карбонатных пород-коллекторов

Многие карбонатные породы за время своего существования подвергались сложным изменениям, которые заключались в многократном чередовании периодов развития пористости с периодами заполнения пор. Поэтому, карбонатные породы имеют весьма разнообразную пористость и структуру порового пространства.

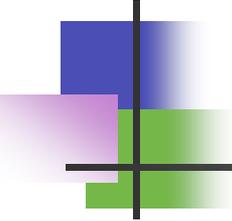
Различают несколько видов пористости

1. Общая (абсолютная, физическая или полная) пористость представляет собой отношение суммарного объема всех пор V_n к объему породы V_o :

$$k_n = V_n/V_o = (V_{n\bar{o}} + V_k + V_m)/V_o,$$

где $V_{n\bar{o}}$, V_k , V_m – объем межзерновых пор или пор блока породы, каверн, трещин соответственно.

Общая пористость обусловлена абсолютно всеми порами горной породы (открытыми и закрытыми) независимо от их формы, величины и взаимного расположения.



Пористость карбонатных пород-коллекторов

2. Открытая пористость, или пористость насыщения $k_{nн}$, представлена сообщающимися между собой порами, в которые могут проникнуть жидкость или газ при известном давлении.

3. Межзерновая или блоковая пористость $k_{nб}$ – отношение объема межзерновых пор $V_{nб}$ к общему объему породы V_o :

$$k_{nб} = V_{nб}/V_o$$

4. Вторичная пористость $k_{nвт}$ выражает отношение объема вторичных пустот $V_{вт}$ к общему объему породы:

$$k_{nвт} = V_{вт}/V_o$$

Вторичная пористость включает кавернозную и трещинную пористость.

Пористость карбонатных пород-коллекторов

5. Кавернозная пористость $k_{n\kappa}$ – есть отношение объема каверн V_{κ} к общему объему породы :

$$k_{n\kappa} = V_{\kappa}/V_o$$

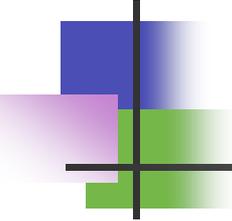
Кавернозная пористость может быть подразделена на открытую $k_{n\kappa o}$ и изолированную $k_{n\kappa ki}$ пористости, которые представляют соответственно отношение объемов каверн сообщающихся $V_{\kappa o}$ и изолированных $V_{\kappa ki}$ к общему объему породы:

$$k_{n\kappa o} = V_{\kappa o}/V_o \quad k_{n\kappa ki} = V_{\kappa ki}/V_o$$

6. Трещинная пористость k_{nm} есть отношение объема трещин V_m к общему объему породы:

$$k_{nm} = V_m/V_o$$

При этом трещиноватость рассматривается как своеобразная пористость, при которой относительную роль зерен играют блоки (нетрещиноватые массивы породы), а роль пор – трещины. Трещиновидные поры подразделяет на микротрещины с раскрытостью от 0,01 до 0,1 мм и макротрещины с раскрытостью больше 0,1 мм.



Пористость карбонатных пород-коллекторов

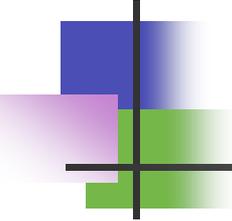
7. Эффективная или динамическая пористость $k_{n\text{эф}}$ представляет отношение эффективного объема пор $V_{\text{эф}}$ породы, по которым возможно движение жидкостей при градиентах давления, к общему объему породы:

$$k_{n\text{эф}} = V_{\text{эф}}/V_o$$

8. Эффективная нефтегазонасыщенная пористость $k_{n\text{эфн}}$ – отношение объема пор, насыщенных нефтью или газом $V_{\text{эфн}}$, к общему объему породы:

$$k_{n\text{эфн}} = V_{\text{эфн}}/V_o$$

Пористость пород может быть одинакова, но неравноценна в отношении оценки коллекторских свойств, поэтому для накопления нефти или газа в породе или извлечения их имеет значение не только относительное количество пор, но и их абсолютные размеры, определяющие проницаемостью пласта.



Пористость фиктивного грунта

Пористость – основной параметр при подсчете запасов нефти или природного газа в залежи. Оценка пористости горных пород – задача весьма сложная, так как реальная пористая среда является сложной структурной системой, рисунок 6.

Для приближенных аналитических расчетов иногда используют понятие **фиктивного грунта** - идеализированной пористой среды, состоящей из хорошо отсортированных частиц шарообразной формы одного диаметра.

Необходимо учитывать, что каждый элемент фиктивного грунта, сложенный 8-ю частицами, может быть упакован по-разному, рисунок 7.

Пористость фиктивного грунта

Идеализированное представление и реальное изображение горных пород

Возможные варианты упаковки зерен фиктивного грунта: кубическая, ромбическая и для случая зерен двух размеров.

теория

действительность

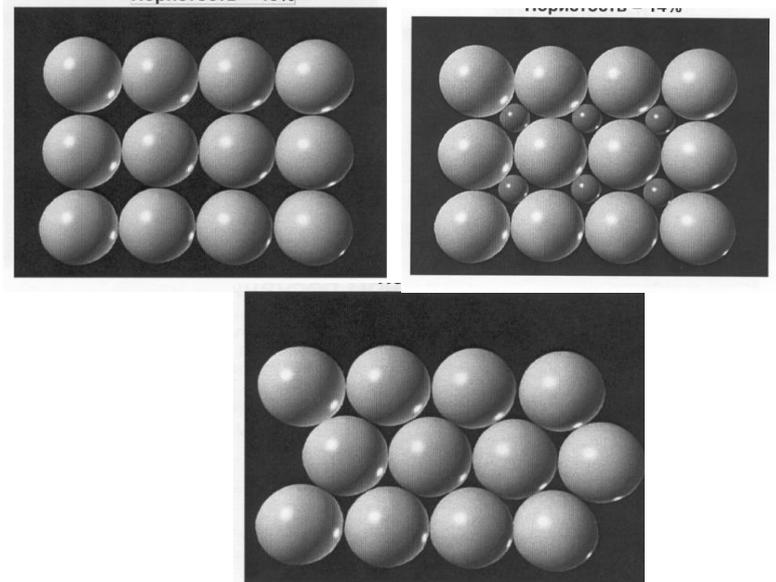
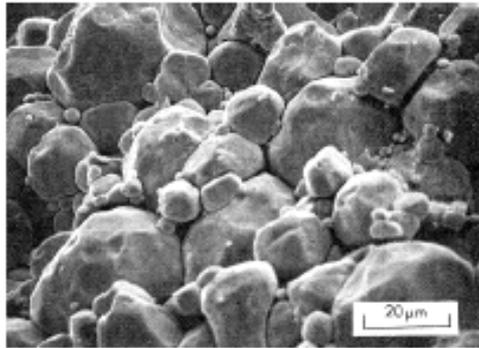
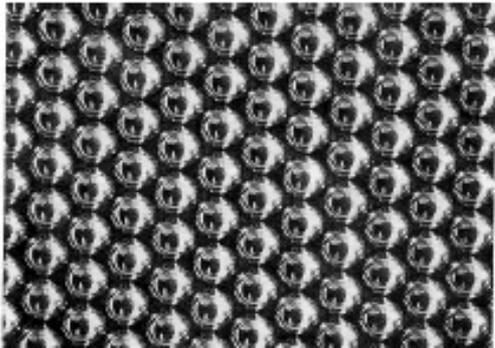
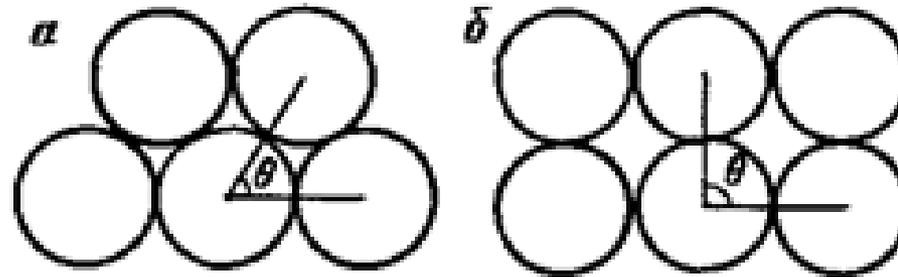


Рисунок 6

Рисунок 7

Пористость фиктивного грунта

Схема упаковки зерен фиктивного грунта с углом упаковки: а) $\theta=60^\circ$; б) $\theta=90^\circ$

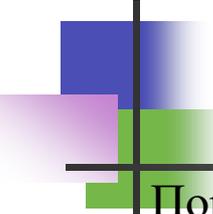


Угол упаковки (угол, образованный пересечением линий, соединяющих центры соседних шаров), который может изменяться от 60° (плотная упаковка) до 90° (свободная упаковка). В общем случае:

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \theta)\sqrt{1 + 2 \cos \theta}}$$

из формулы видно, что пористость фиктивного грунта не зависит от диаметра частиц, а определяется лишь плотностью упаковки зерен:

при $\alpha = 60^\circ$ $m = 0,259$ - плотная упаковка; при $\alpha = 90^\circ$ $m = 0,477$ - свободная упаковка.



Пористость фиктивного грунта

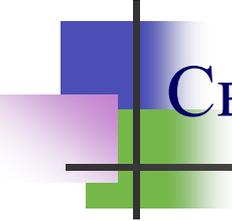
Пористость однородных естественных песков, сложенных хорошо окатанными зернами, близка к пористости фиктивного грунта.

В природных условиях наблюдаются более сложные закономерности изменения пористости. На величину пористости, кроме взаимного расположения зерен, влияет множество факторов: размер и форма частиц, неоднородность их по размерам, характер цементации и растворения солей и др.

Чем более неоднороден песок по размерам, тем меньше пористость, так как мелкие частицы забивают поры, образованные крупными зернами. Наиболее неравномерна пористость карбонатных пород, в которых наряду с крупными трещинами, кавернами и пустотами имеются плотные блоки, практически лишенные пор.

Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть измеряется в следующих пределах:

пески 20-25%, песчаники 10-30%, карбонаты до 10-25%.



Связь между пористостью и удельной поверхностью

Связь между пористостью и удельной поверхностью в случае фиктивного грунта описывается формулой:

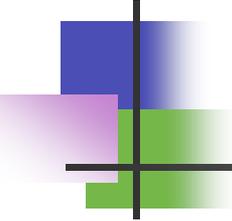
$$S_{\text{уд}} = \frac{6}{d} (1 - m)$$

Для естественного грунта со сложным гранулометрическим составом формула приобретает следующий вид:

$$S_{\text{уд}} = \frac{6}{P} (1 - m) \sum \frac{p_i}{d_i}, \quad \frac{1}{d_i} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{d_i'} + \frac{1}{d_i''} \right)$$

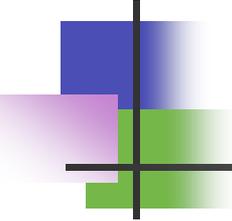
где P - масса породы, p_i - масса данной фракции, d_i - средние диаметры фракций, d_i' и d_i'' - ближайшие стандартные размеры сит.

С учетом нешаровидности частиц удельная поверхность увеличивается в 1,2- 1,4 раза.



Контрольные вопросы

1. Что называется удельной поверхностью горных пород?
2. По какой формуле вычисляется удельная поверхность горных пород в случае фиктивного грунта?
3. Как подразделяются горные породы с учетом удельной поверхности?
4. Что такое пористость горных пород?
5. Понятие коэффициента полной (абсолютной) пористости.
6. Понятие первичных и вторичных пустот.
7. Как подразделяются поровые каналы нефтяных пластов по размерам?
8. Понятие коэффициента открытой пористости. Виды пористости.
9. Вывести формулу связи пористости и удельной поверхности горных пород.
10. Какое существенное допущение делается при выводе формулы, связывающей пористость и удельную поверхность горной породы?



Рекомендуемая литература

1. Мухаметова З.С., Физика нефтяного и газового пласта. Электронный учебно-методический комплекс, 2-ое издание, переработанное, Уфа, 2013.
2. Физика пласта: Учебное пособие / Авт.-сост. Т.Б. Кочина, В.Н. Спиридонова, Н.Н. Родионцев, И.А. Круглов. – Нижневартовск: Изд-во Нижневарт. гос. ун-та, 2017.
3. Мирзажданзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 2012.
4. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 2012.
5. Ковалева Л.А. Физика нефтегазового пласта. – Учебное пособие. Уфа, РИО БашГУ, 2013.
6. Воронина Н.В., Чупров В.В. Лабораторный практикум по дисциплине Физика пласта, Ухта: УГТУ, 2017.
7. Ермилов О.М. и др. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М., Недра, 2012.
8. Технология добычи нефти и газа. Лабораторный и расчетный практикум для студентов специальности 185 «Нефтегазовая инженерия и технологии»/В.Г. Топоров, С.Ф. Поверенный, Е.П. Варавина, Е.А. Яцкевич. – Х.: НТУ «ХПИ», 2018.