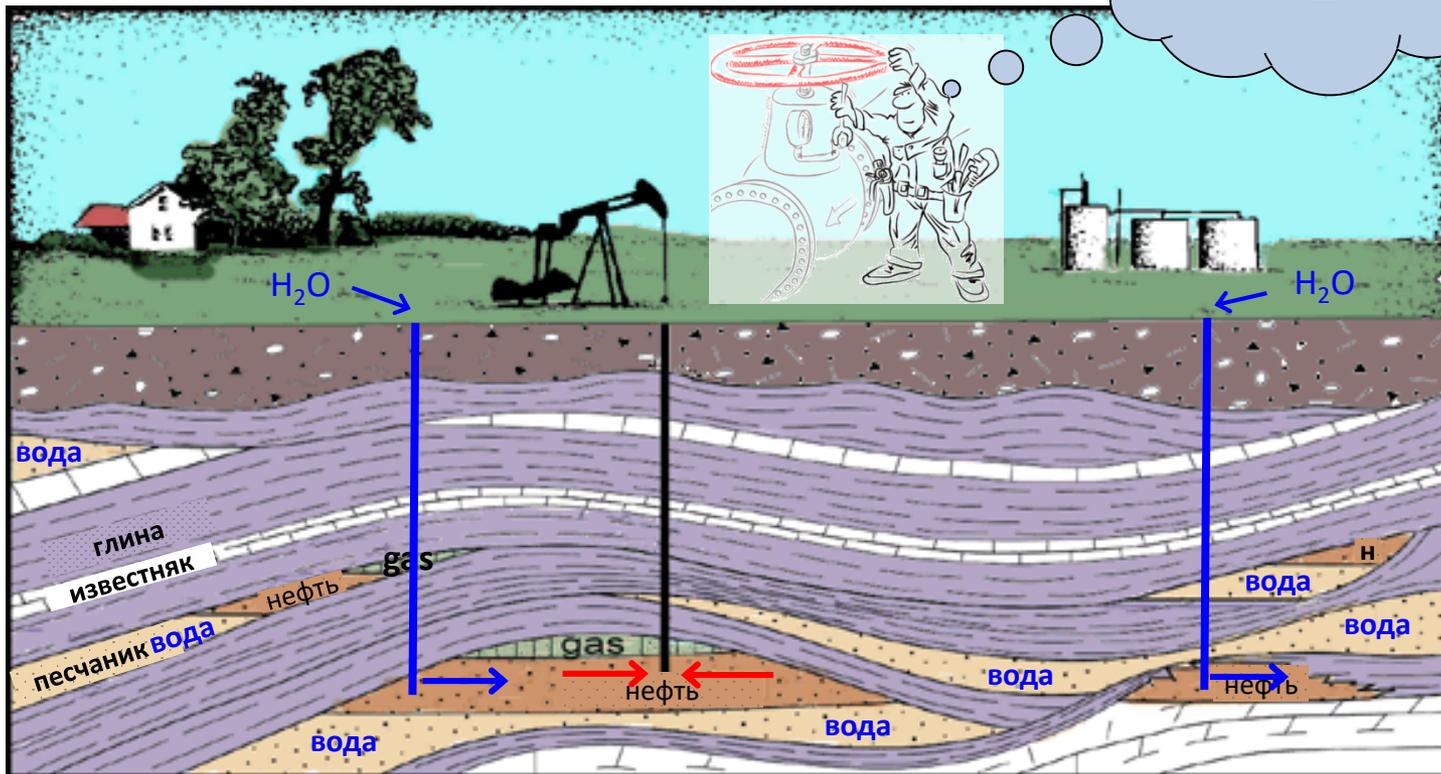
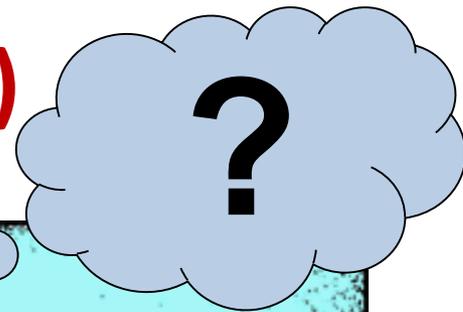


Нефте(газо)промысловая геология. Блок 2 (из 4)

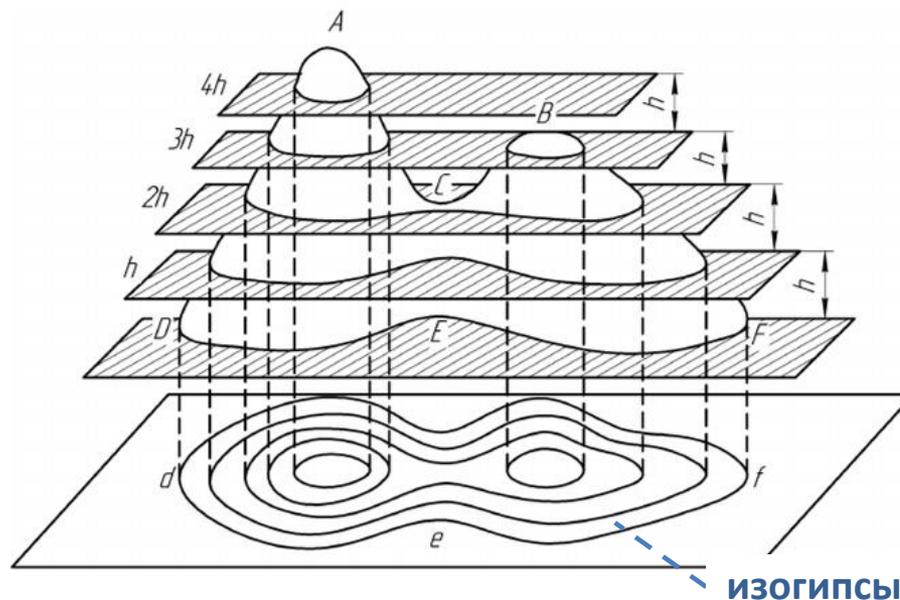


Шатров Сергей Викторович, кандидат геол.-мин. наук; УУНиТ; 2024 г.

8. Геометризация залежей	2
9. Картопостроение	19
10. Немного литологии	34
11. ФЕС – коэффициент пористости	42
12. ФЕС – коэффициент проницаемости	58
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; остаточная водонасыщенность; капиллярное давление	69
14. Фазовая проницаемость	91
15. Переходная зона	104

Структурные карты. Изогипсы

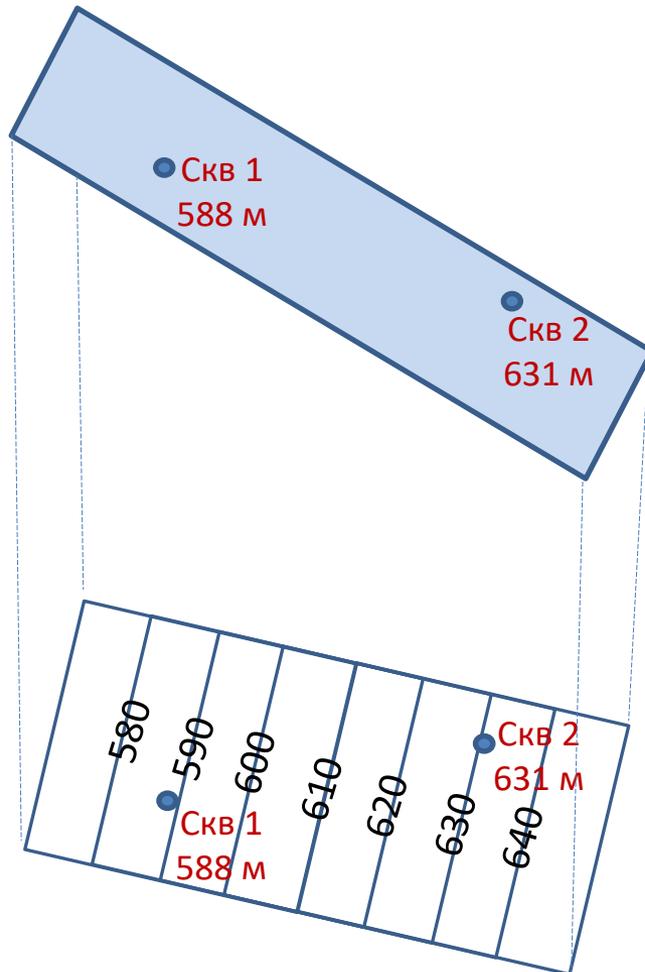
Структурная карта – проекция рельефа любой геологической поверхности (кровли и подошвы пласта, разрывного нарушения (разлома) и т.д.) на горизонтальную плоскость. Подземный рельеф картируемой поверхности изображается в виде **системы линий, равноудаленных от принятой плоскости отсчета**. Эти линии называются **изогипсами** (др.-греч. $\iota\sigma\sigma\varsigma$ – «равный», $\upsilon\psi\omicron\varsigma$ – «высота»). Интервал по высоте между изогипсами называется **сечением изогипс**. В качестве базисной плоскости отсчёта обычно используется уровень моря.



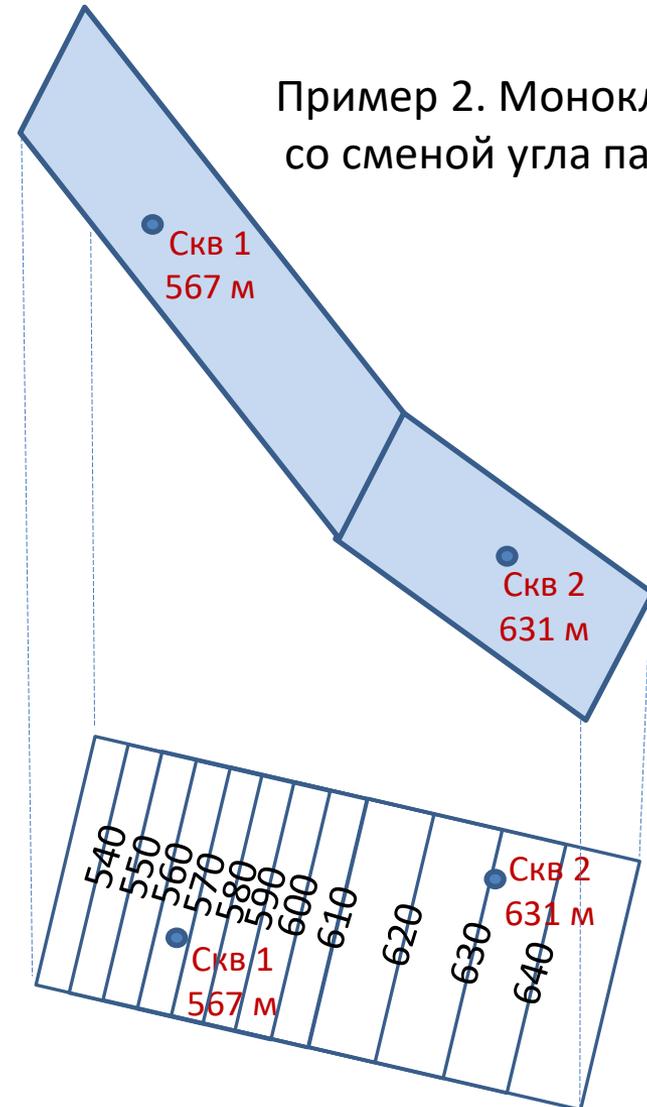
Структурная карта является геологической основой для проектирования поисково-оценочных и разведочных работ на нефть и газ, а также основным графическим документом при подсчете запасов и перспективных ресурсов углеводородного сырья.

Схематичные примеры поверхностей

Пример 1. Моноклираль
(наклонная плоскость)



Пример 2. Моноклираль
со сменой угла падения



Геометризация залежей (1/2)

(аналогия с тарелкой)

Форма залежи определяется положением в пространстве **геологических поверхностей**, ограничивающих все породы (коллекторы и неколлекторы) продуктивного пласта, включённые в общий объём залежи:

1. **Кровля и подошва** залежи – поверхности, отделяющие продуктивный пласт от непроницаемых покрывающих и подстилающих пластов (точнее, это кровля и подошва **коллектора** в продуктивном пласте).
2. Поверхности, разделяющие части продуктивного пласта с разным характером насыщения, т.е. **водонефтяной**, **газоводяной** и **газонефтяной** контакты (**ВНК, ГВК и ГНК**).
3. Поверхности, разделяющие породы-коллекторы и породы-неколлекторы (смена литологического состава пород, стратиграфические несогласия и др.).
4. Дизъюнктивные поверхности смещения (разломы).

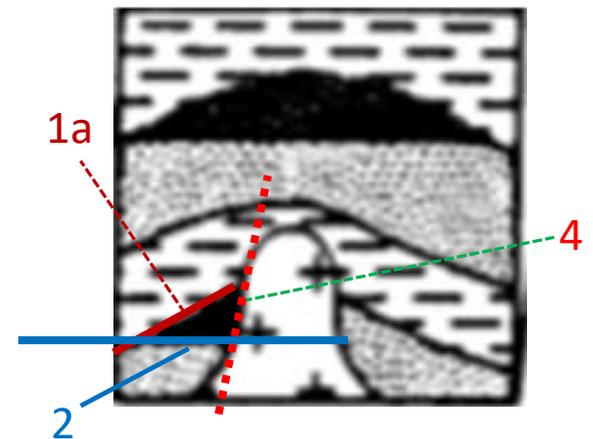
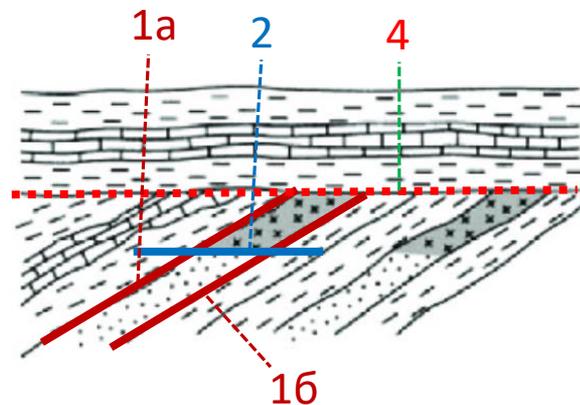
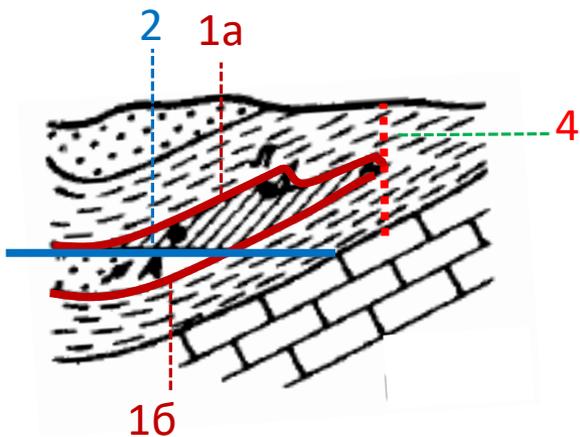
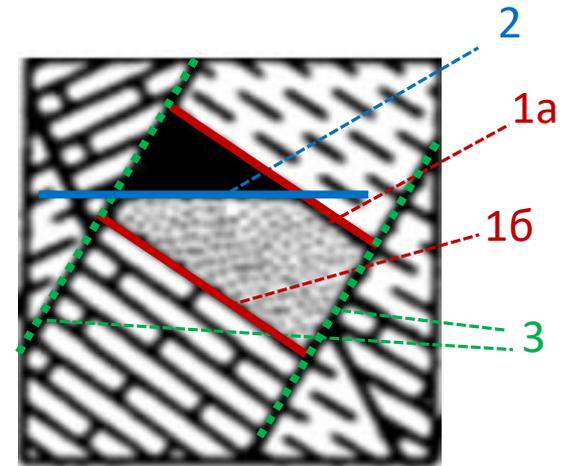
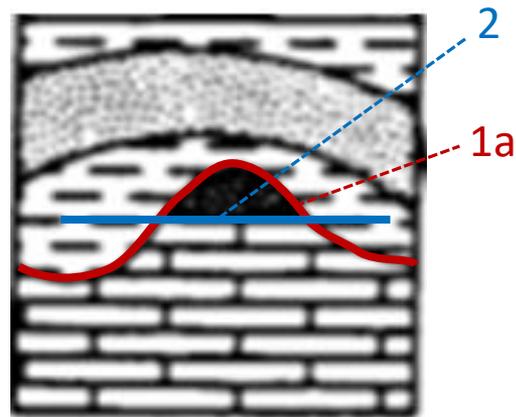
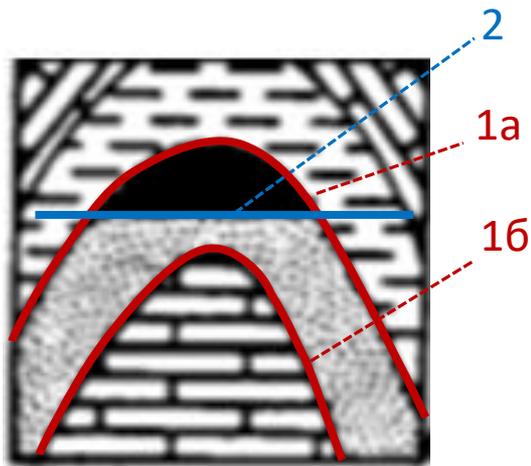
Пересекаясь между собой, эти граничные поверхности образуют линии, проекции которых на карту являются **границами** залежи: **контуры флюидных контактов**, **границы распространения коллекторов**, **линии дизъюнктивных нарушений**. Геометризация залежи – это определение положения указанных поверхностей (в пространстве) и линий их пересечений (на карте).

Геометризация залежей (2/2)

1а – кровля
16 – подошва

2 – ВНК, ГВК и ГНК
3 – разломы

4 – замещения, несогласия

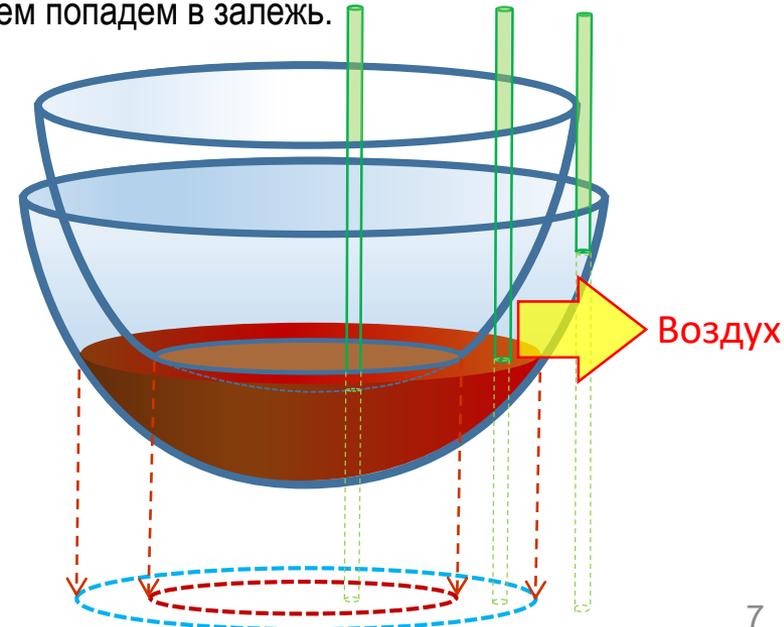
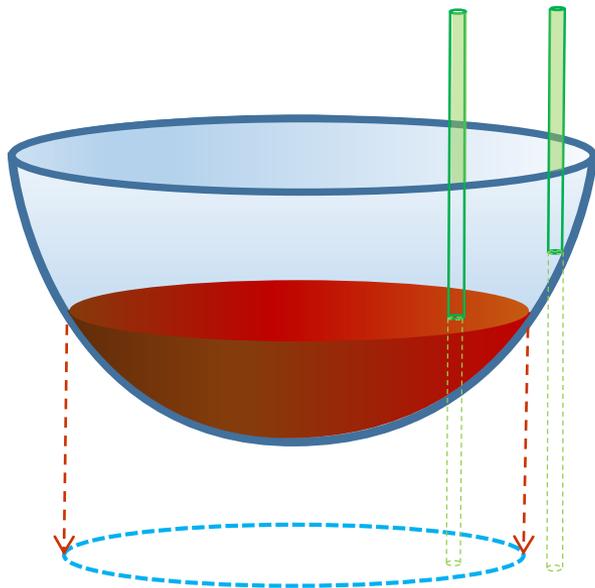


(О вертикальном масштабе)

Зоны залежи – визуализация (1/3)

Рассмотрим миску с целебным напитком. Если мы спроецируем на горизонтальную поверхность пересечение поверхности напитка с дном миски, то получим **внешний контур** «залежи» напитка в миске. Направив вертикальную соломинку таким образом, чтобы она целилась внутрь этого контура, мы попадём в залежь. Направив же вертикальную соломинку в произвольную точку вне контура, мы можем уткнуться в дно миски, но не можем попасть в напиток.

Теперь частично погрузим в напиток доньшко другой миски. Спроецируем на горизонтальную поверхность пересечение поверхности напитка в *нижней* миске с дном *верхней* миски. Получится новый контур, лежащий внутри ранее построенного **внешнего контура** залежи. Этот контур назовём **внутренним контуром** залежи. Он имеет следующий геометрический смысл: направив вертикальную соломинку таким образом, чтобы она целилась **внутрь этого контура** (и просверлив доньшко верхней миски), мы не просто попадём в нашу «залежь», мы попадём в нижней миске *сразу в напиток*, не контактируя в пределах нижней миски с воздухом. Направив же соломинку **между этими контурами**, мы, перейдя из верхней миски в нижнюю миску, сначала вскроем в нижней миске *интервал воздуха* – и только затем попадём в залежь.



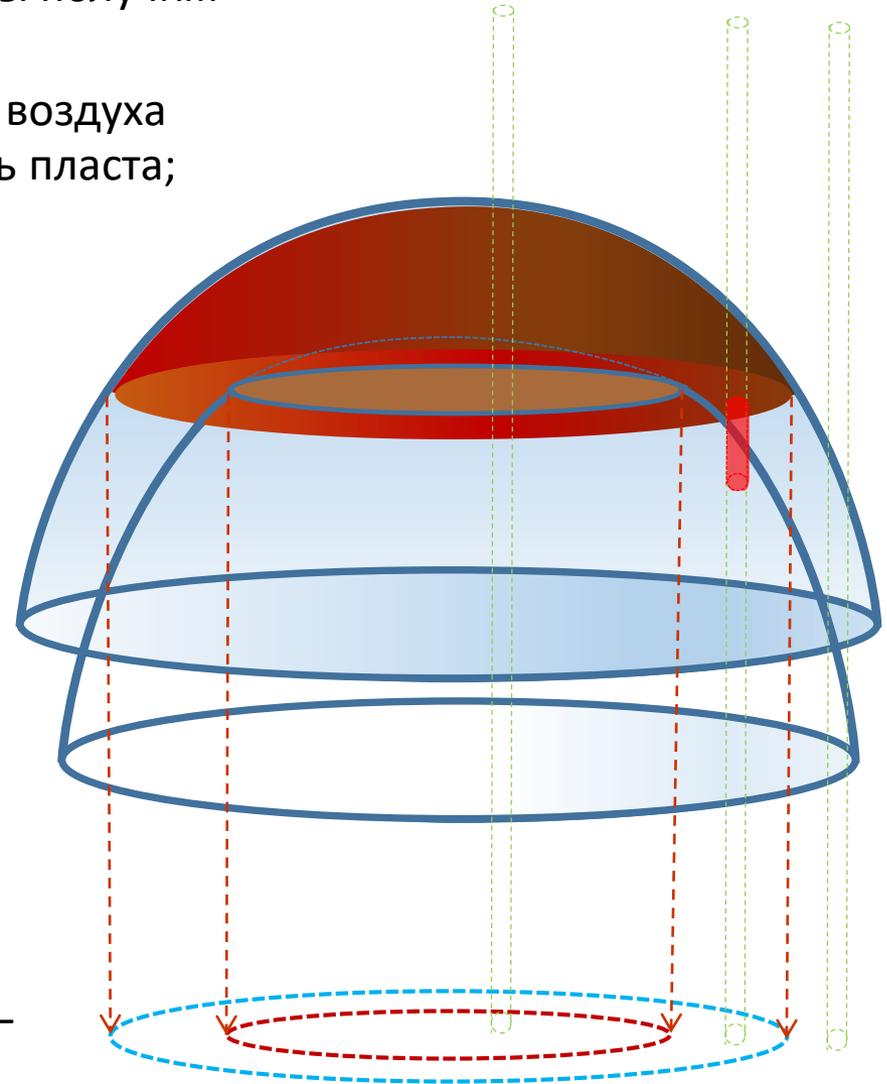
Зоны залежи – визуализация (2/3)

Перевернув эту модель из двух мисок, мы получим модель нефтяной залежи в пласте:

- 1) нефть теперь наверху, под ней вместо воздуха подразумеваем теперь водоносную часть пласта;
- 2) кровля пласта – верхняя миска (бывшая нижняя, «наружная»);
- 3) подошва пласта – нижняя миска (бывшая верхняя, «вложенная»);
- 4) внешний и внутренний контуры сохраняют свой смысл: внешний контур является внешней границей залежи, а внутренний контур является границей чисто нефтяной зоны залежи.

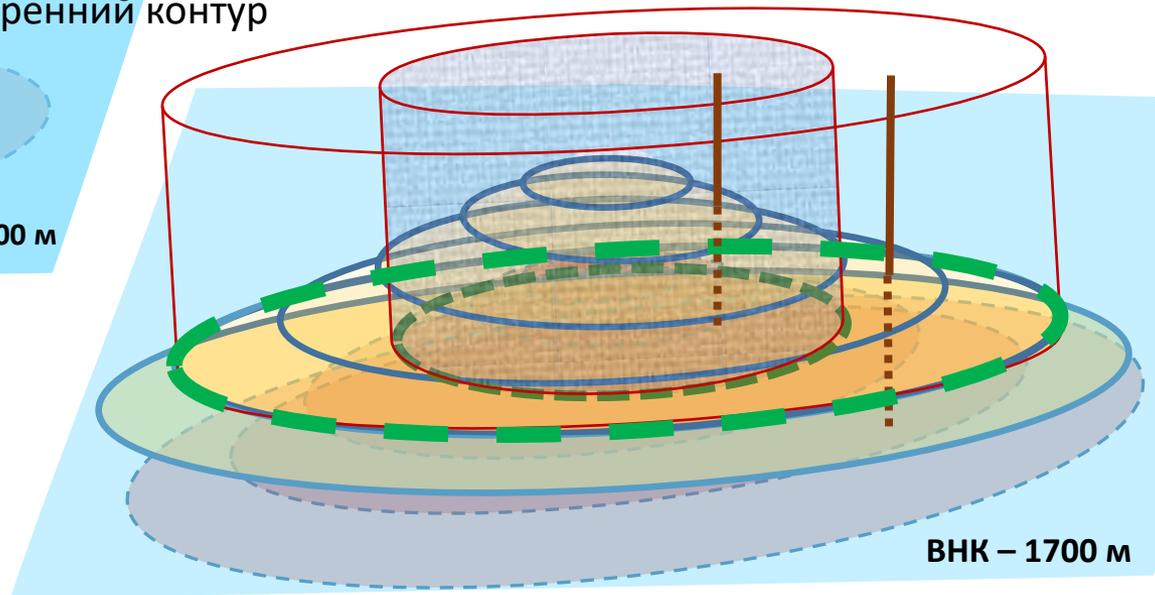
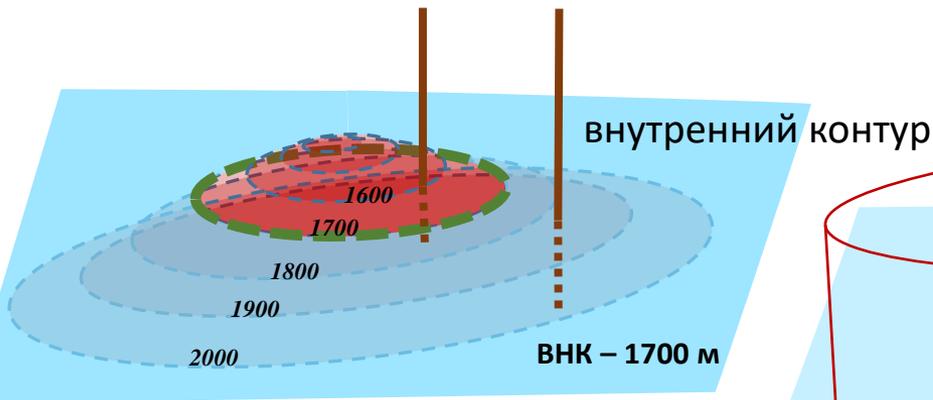
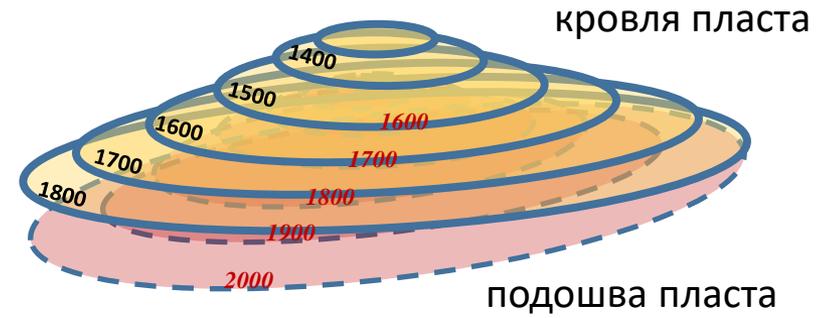
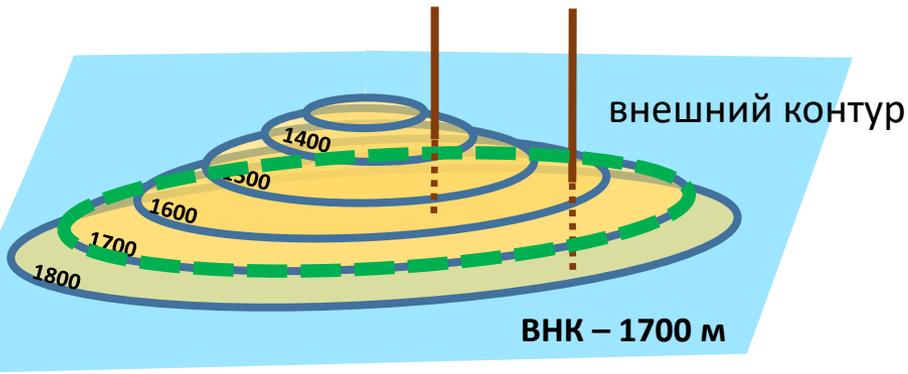
Пробурив скважину в ЧНЗ, мы вскроем сначала нефть, а затем подошву пласта.

Пробурив же скважину в ВНЗ (между внешним и внутренним контурами), мы вскроем сначала **нефть**, затем **ВОДУ** – и только после этого пересечём подошву пласта.



(Интервал «воды» в ВНЗ помечен красным.)

Зоны залежи – визуализация (3/3)



Контуры флюидных контактов. Зоны залежи

Линии пересечения поверхностей ВНК, ГVK или ГНК с кровлей и подошвой коллектора называются **контурами нефтеносности и/или газоносности**.

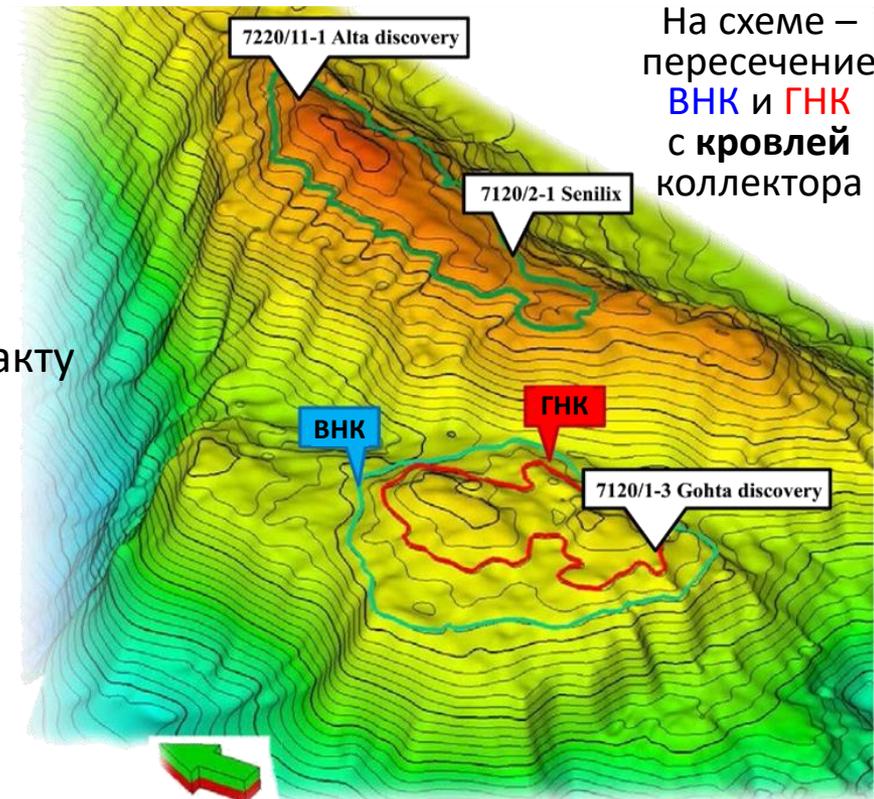
Проекция залежи на горизонтальную плоскость (т.е. на карту) разделяется этими контурами на **зоны**, каждая из которых характеризуется определённым типом нефтегазоводонасыщения.

Применительно к каждому флюидному контакту различают внешний и внутренний контуры.

Внешний контур (нефтегазоносности) – линия пересечения флюидного контакта с **кровлей коллектора** (не кровлей пласта!), **внутренний** – с **подошвой коллектора**.

Внешний контур является внешней **границей залежи**.

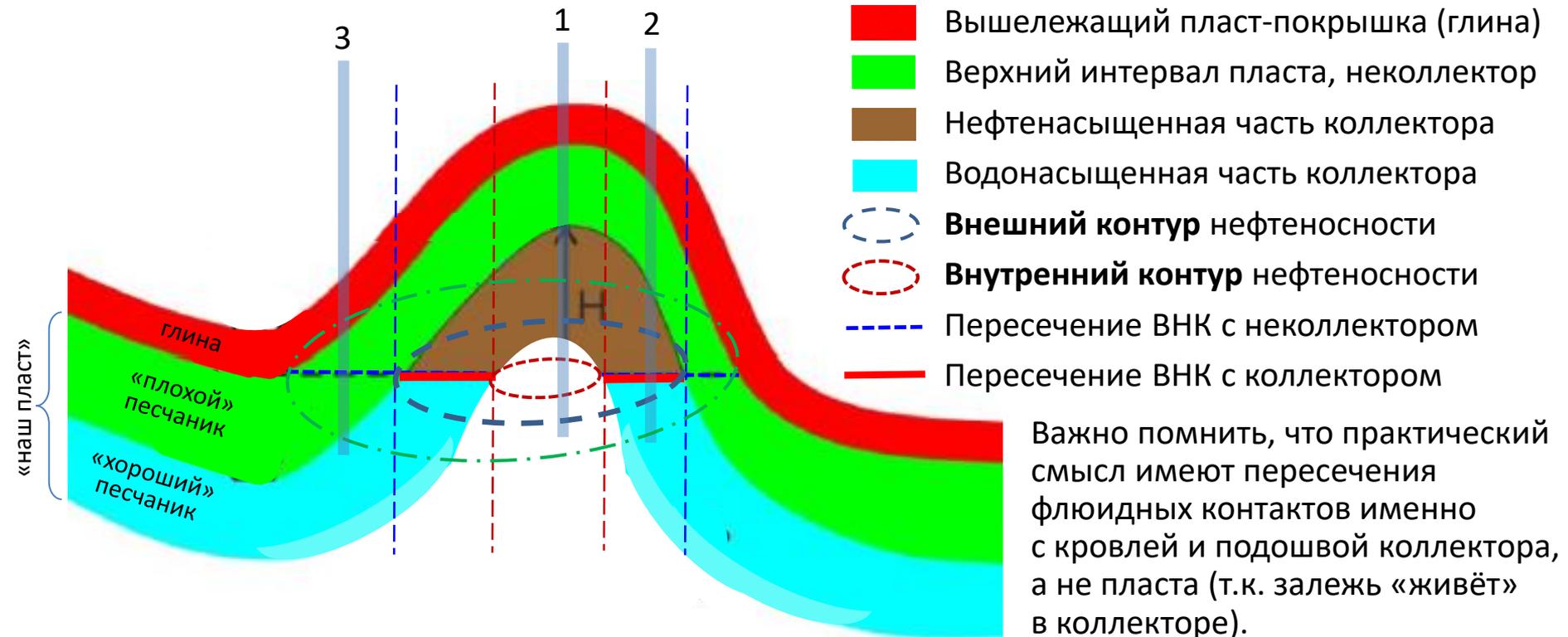
Внутренний контур является внешней границей **чисто нефтяной** (или чисто газовой) зоны залежи, сокращённо – ЧНЗ (ЧГЗ). Между внешним и внутренним контурами располагается водонефтяная (водогазовая) зона, сокращённо – ВНЗ (ВГЗ).



На схеме –
пересечение
ВНК и **ГНК**
с **кровлей**
коллектора

Зоны залежи – вертикальное сечение

Каков смысл
выделения этих зон?



Скважина №1 пробурена **внутри внутреннего** контура нефтеносности – она вскрывает только нефтяную часть залежи (ЧНЗ, чисто нефтяная зона).

Скважина №2 пробурена **между внешним и внутренними** контурами нефтеносности – она вскрывает и нефть, и воду (ВНЗ, водонефтяная зона).

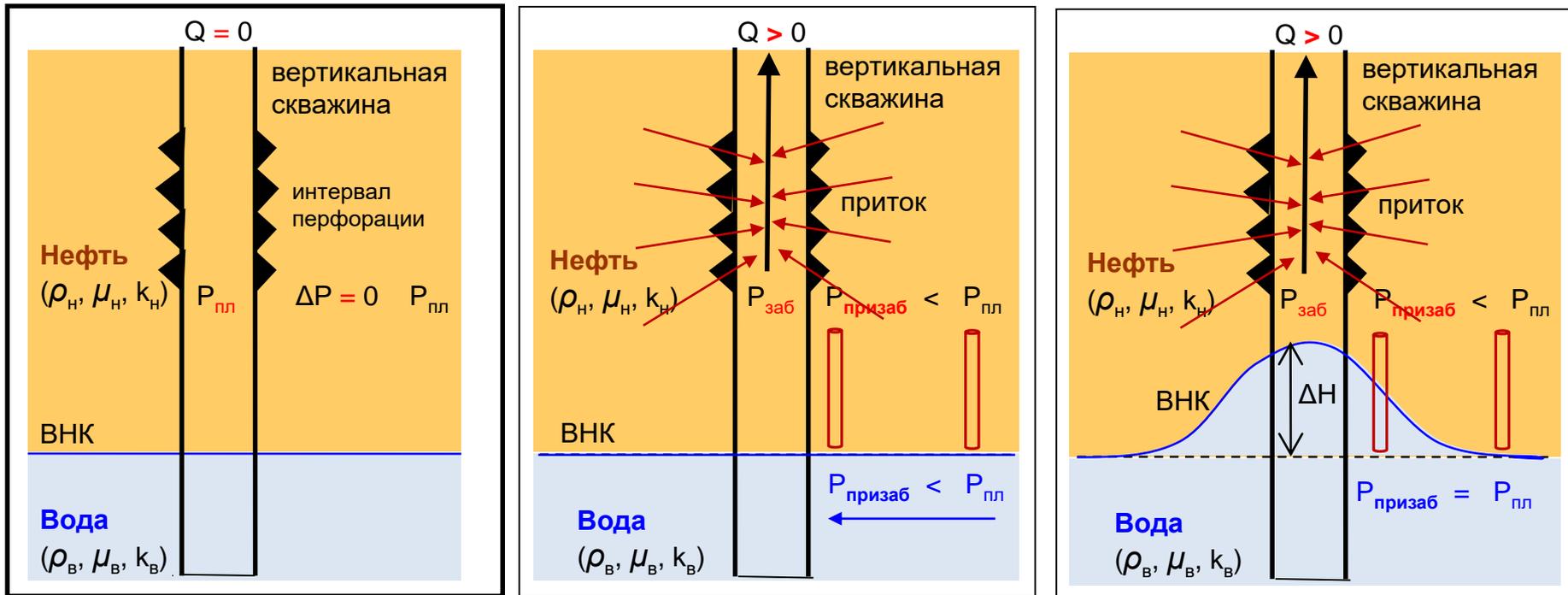
Скважина №3 пробурена **внутри «липового» контура**, образованного пересечением плоскости ВНК с кровлей пласта, а не кровлей коллектора! Эта скважина не вскрывает залежь. Она пробурена ВНЕ внешнего контура нефтеносности.

В чём смысл выделения ЧНЗ и ВНЗ?

Эффект конусообразования

При разработке нефтяных оторочек, расположенных между газовой шапкой и подстилающей водой, одной из ключевых проблем является эффект конусообразования воды и газа, который во многих случаях приводит к раннему прорыву этих флюидов в добывающие скважины.

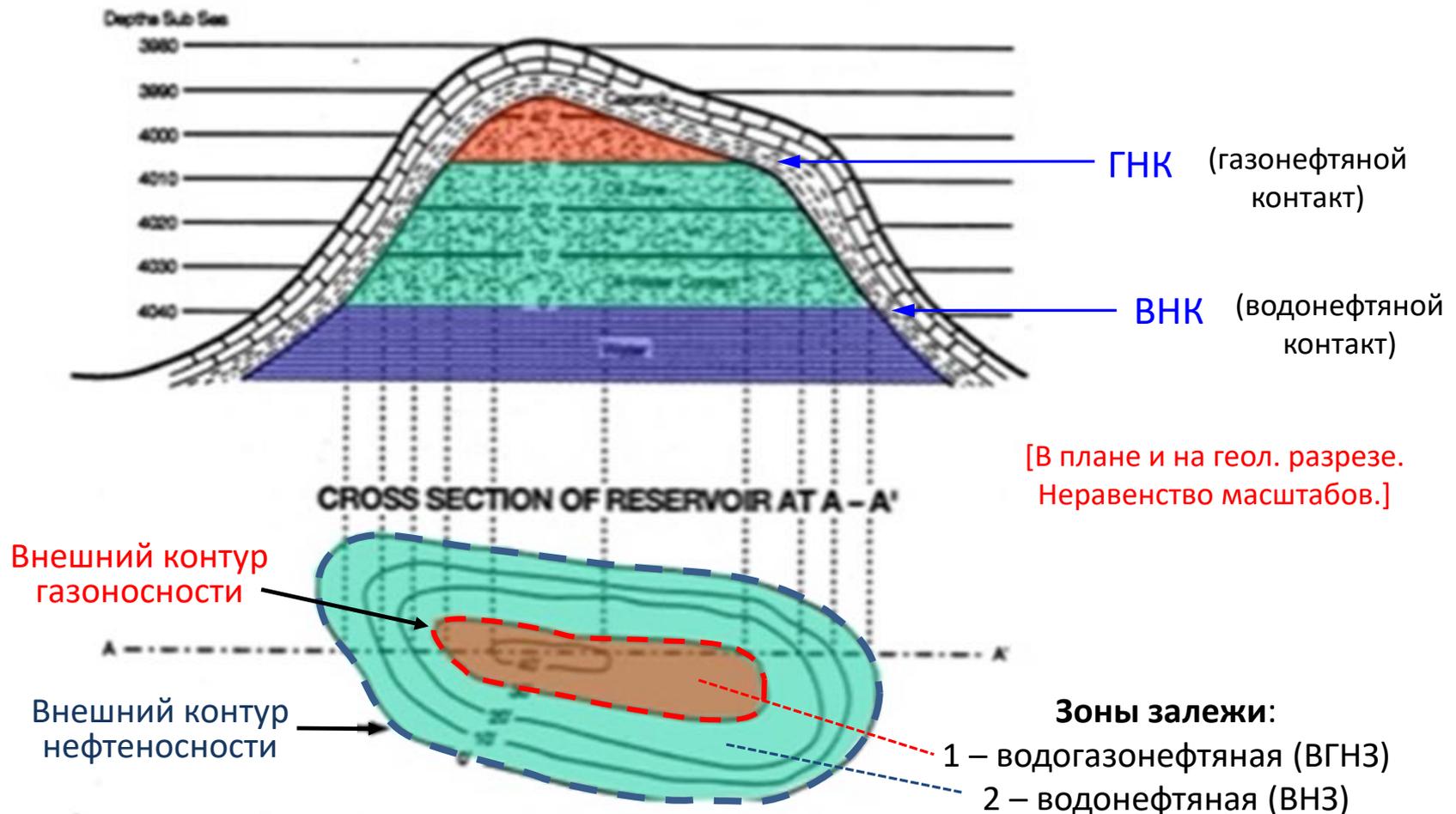
Суть явления: вблизи скважины градиент давления имеет вертикальную компоненту. Она частично компенсирует гидростатический напор.



ВНК – профиль водонефтяного контакта, Q – дебит скважины, $P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{заб}$ – забойное давление, ΔP – депрессия, ΔH – высота образующегося конуса, ρ, μ, k (ρ, μ, k) – плотность, вязкость, фазовая проницаемость нефти (воды).

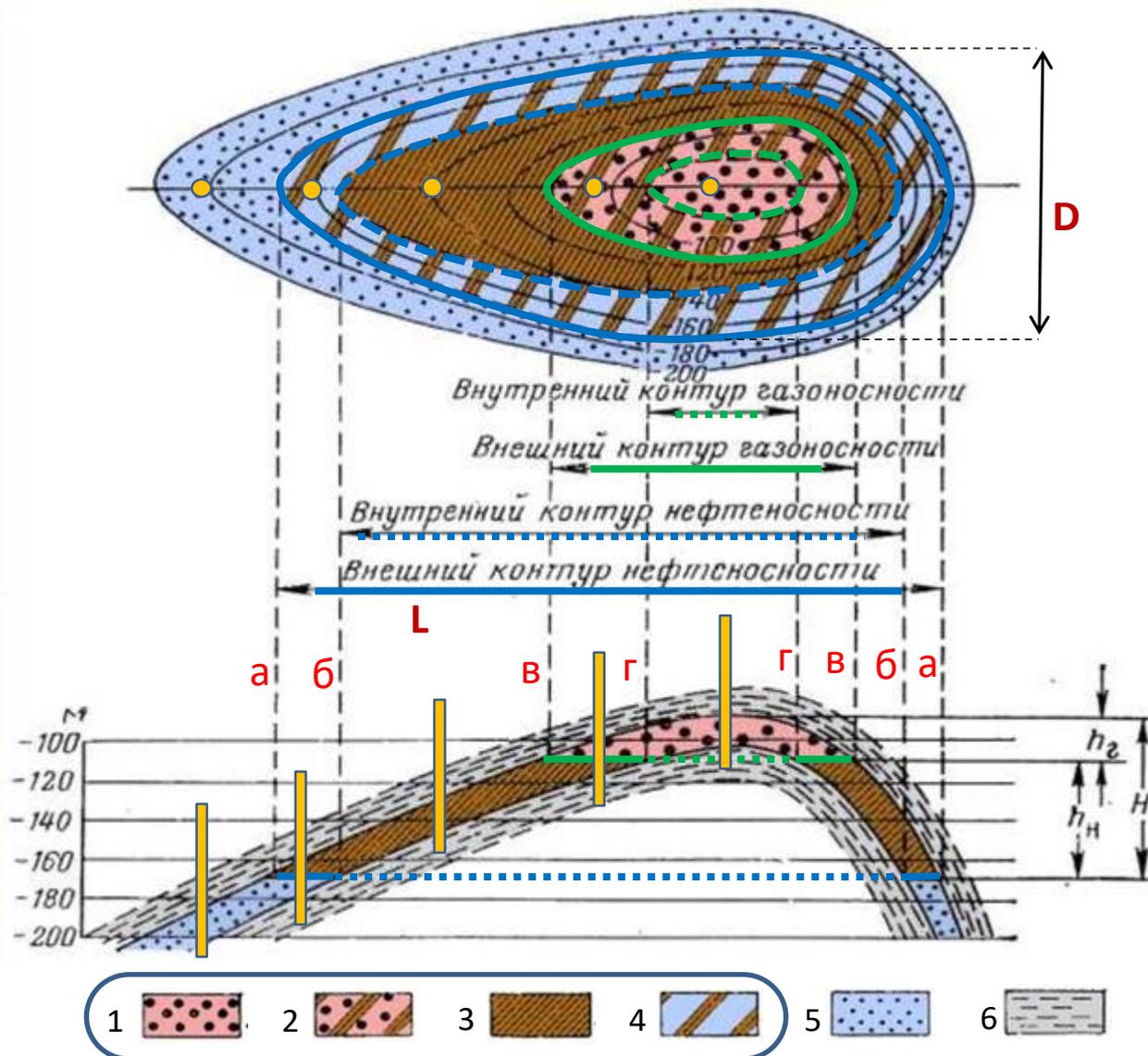
[Конкретно для эффекта конусообразования вязкость и фазовая проницаемость несут существенны.] 12

Пример 1: массивная газонефтяная залежь



Массивный характер залежи означает **отсутствие** пересечений подошвы пласта с флюидными контактами ВНК и ГНК. А в случае газовой залежи (т.е. без нефти) – с ГВК. Соответственно, **отсутствуют**: внутренние контуры, чисто газовая и чисто нефтяная зоны. Также отсутствует ЧГНЗ – *чисто газонефтяная зона* (т.е. не подстилающаяся водой).

Пример 2: пластовая газонефтяная залежь



Зоны залежи (в плане):

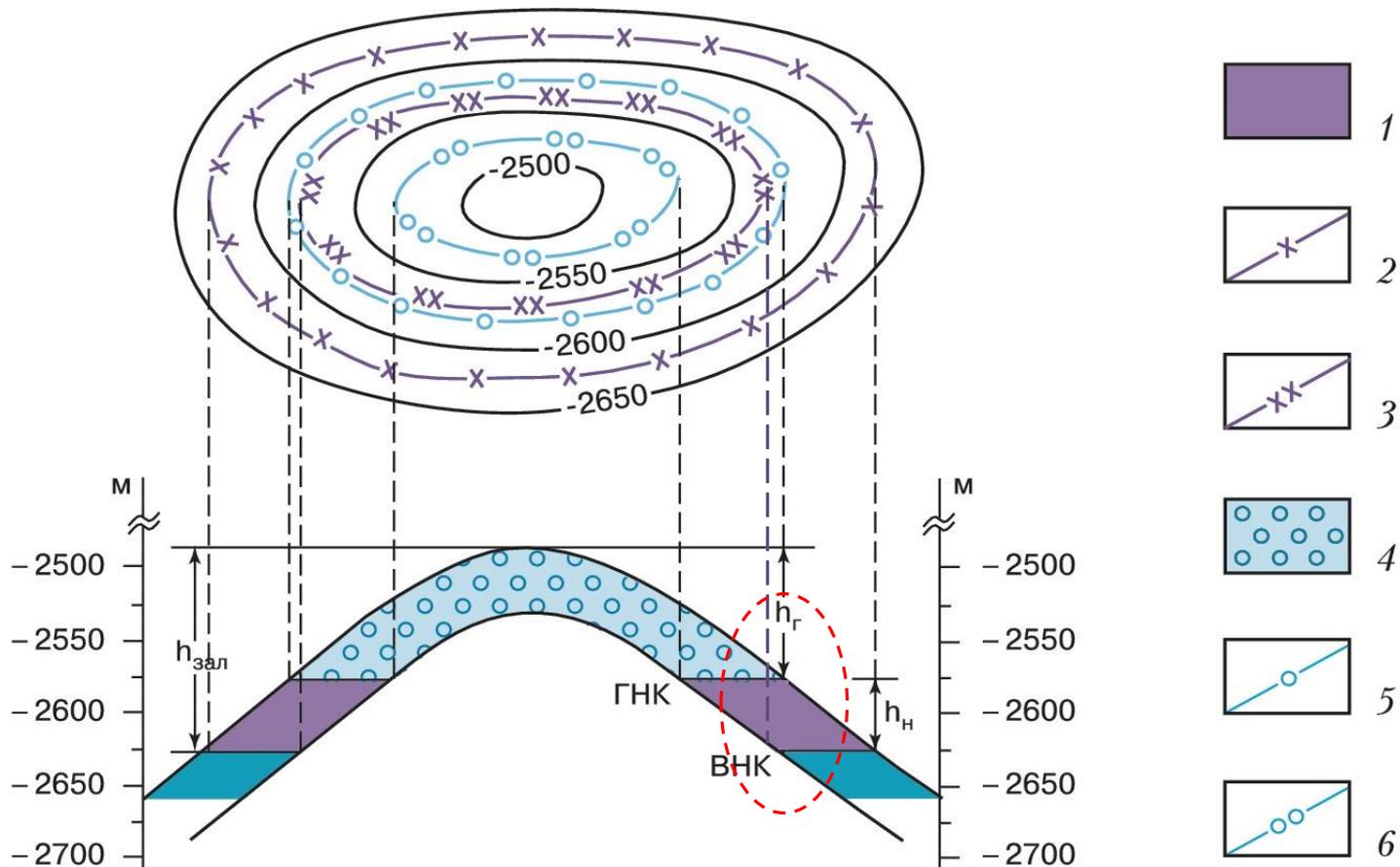
- 1 – газовая (ЧГЗ)
- 2 – газонефтяная (ГНЗ)
- 3 – чисто нефтяная (ЧНЗ)
- 4 – водонефтяная (ВНЗ)

Другие обозначения:

- 5 – водоносная часть пласта;
- 6 – породы-неколлекторы;
- L – длина залежи;
- D – ширина залежи;
- H – высота залежи;
- h_g , h_n – высоты газовой шапки и нефтяной части залежи.

- 5 скважин, вскрывших (справа налево):
- 1) ЧГЗ; 2) ГНЗ; 3) ЧНЗ;
- 4) ВНЗ; 5) чистую воду.

Пример 3: пластовая газонефтяная залежь без ЧНЗ



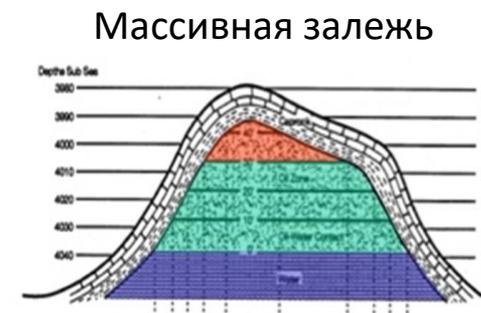
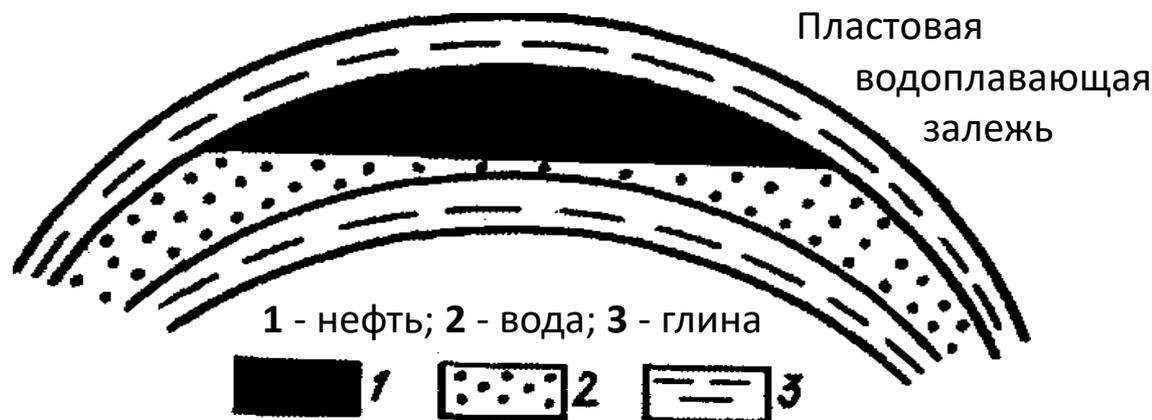
1 – нефтяная часть залежи; 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – газовая часть залежи; 5 – внешний контур газоносности; 6 – внутренний контур газоносности

В данном случае **отсутствие ЧНЗ** связано с тем, что внутренний контур нефтеносности целиком находится внутри внешнего контура газоносности

Какие геометрические факторы этому способствуют?

Понятие пластовой водоплавающей залежи

Внутренние контуры нефте- и газоносности (и, соответственно, зоны ЧНЗ и ЧГЗ) могут отсутствовать **не только в массивных**, но и в **пластовых залежах** – в тех случаях, когда толщина залежи недостаточна для заполнения всей толщины пласта.



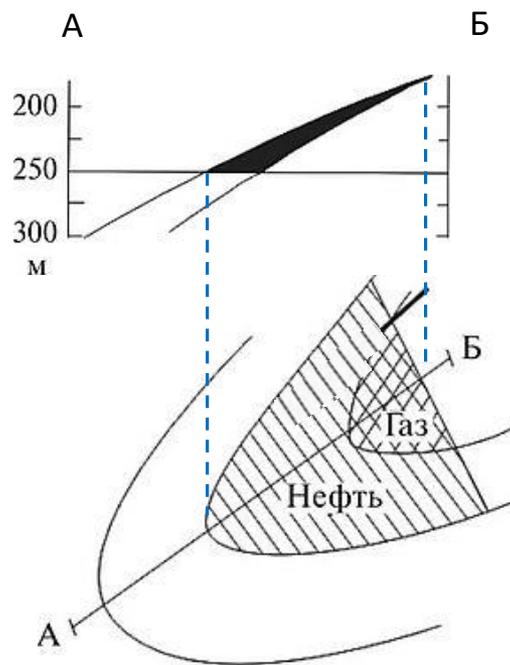
Залежь водоплавающая — **пластовая сводовая** [?] залежь нефти (или газа), в которой высота залежи меньше мощности пласта-коллектора на своде, [так что] поверхность водонефтяного контакта (ВНК) проходит на своде гипсометрически выше подошвы пласта-коллектора. [Геологический словарь, 1978 г]

Важное уточнение: не существует строгой границы по величине толщины между понятиями «пластовой водоплавающей» и «массивной» залежи.

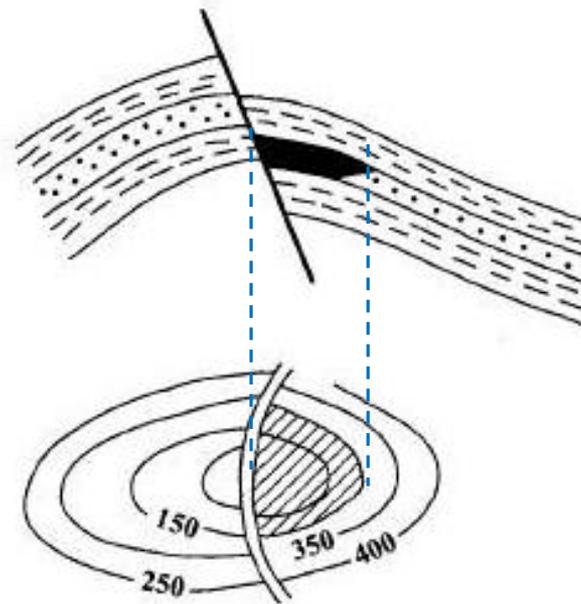
Нередко «водоплавающими» называют и массивные залежи, и это вполне логично, поскольку термин указывает на соприкосновение нефти с водой на всей площади.

Примеры экранированных залежей

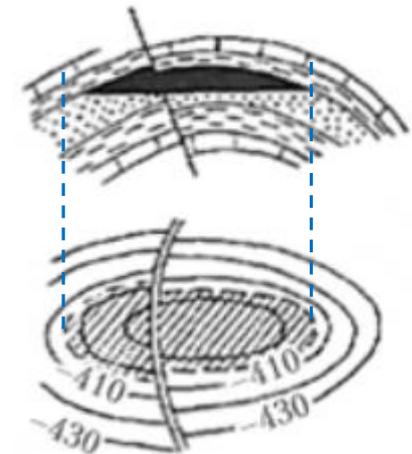
Литологически
экранированная



Тектонически
экранированная

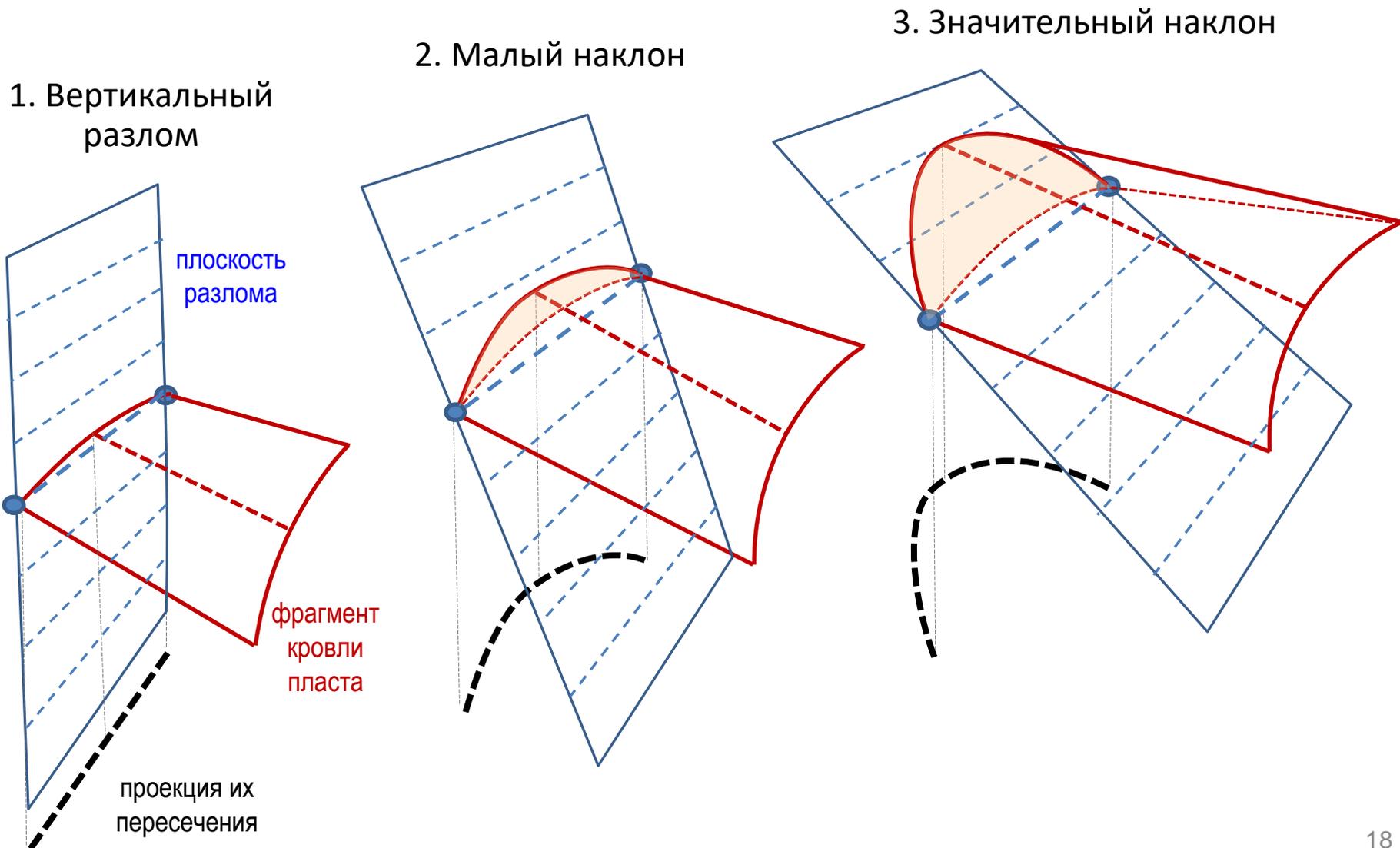


Сводовая залежь,
осложнённая
тектоническим
нарушением



От чего зависит кривизна
левой границы этой залежи?

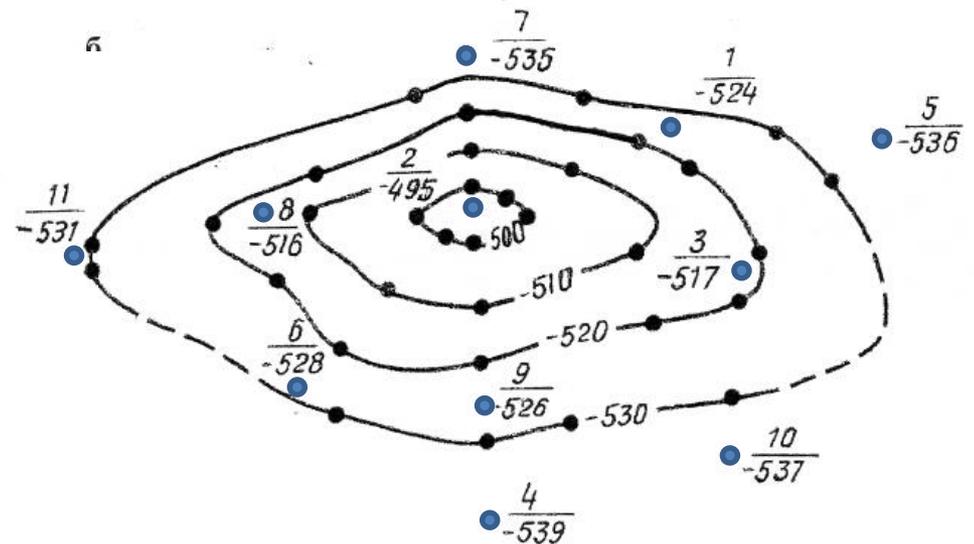
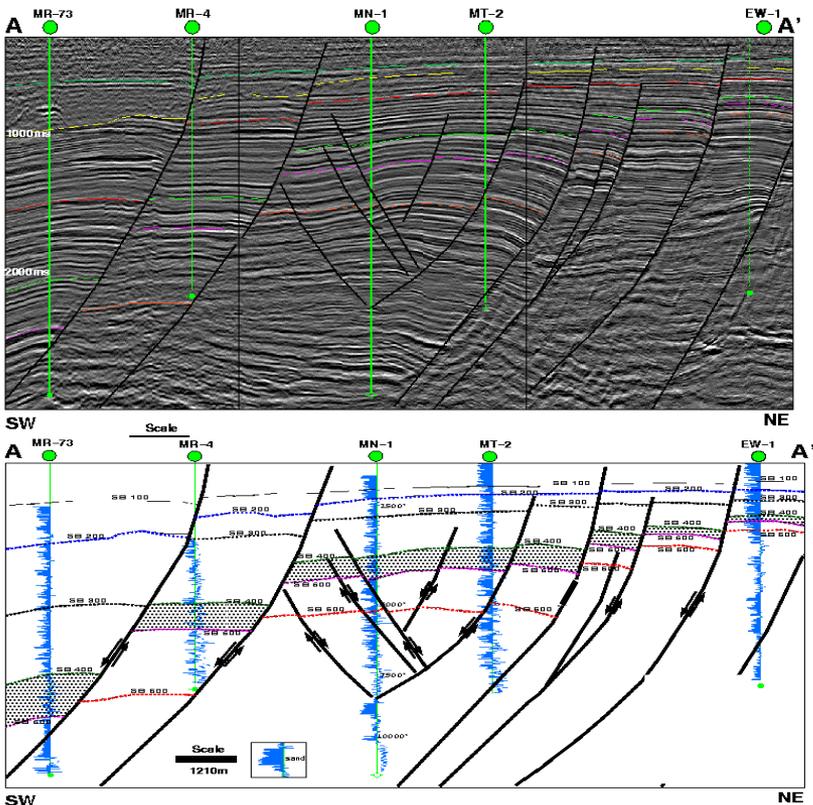
Визуализация связи между **углом падения** плоскости разлома и **кривизной** соответствующей линии на карте (проекции пересечения этого разлома с кровлей пласта)



8. Геометризация залежей	2
9. Картопостроение	19
10. Немного литологии	34
11. ФЕС – коэффициент пористости	42
12. ФЕС – коэффициент проницаемости	58
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; остаточная водонасыщенность; капиллярное давление	69
14. Фазовая проницаемость	91
15. Переходная зона	104

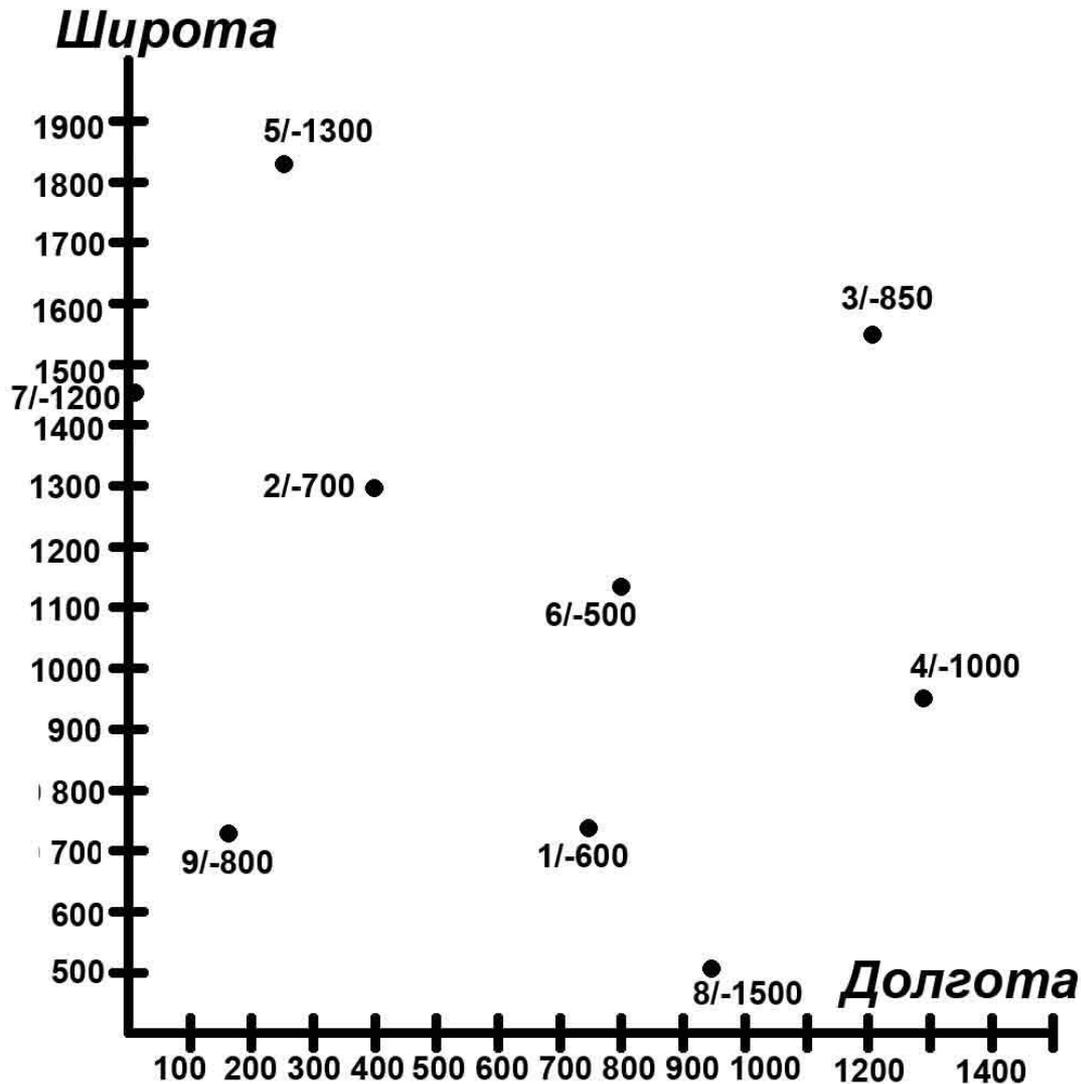
Источники информации для построения структурных карт

1. Карты отражающих горизонтов по данным сейсморазведки
2. Отметки по скважинам, вскрывшим целевой пласт
3. Данные по скважинам структурного бурения (на глубины первых сотен метров)



В числителе – имя скважины;
в знаменателе – глубина (абс. отметка)

Картопостроение. Метод треугольников



1. Соединить скважины линиями, чтобы получилась система треугольников.
2. Выбрать сечение (шаг) изогипс.
3. Посредством интерполяции найти на сторонах треугольников точки с отметками, кратными выбранному сечению изогипс.
4. Соединить эти точки плавными линиями (без пересечений).

Примечания

Не следует объединять в один треугольник скважины, расположенные на разных крыльях структуры.

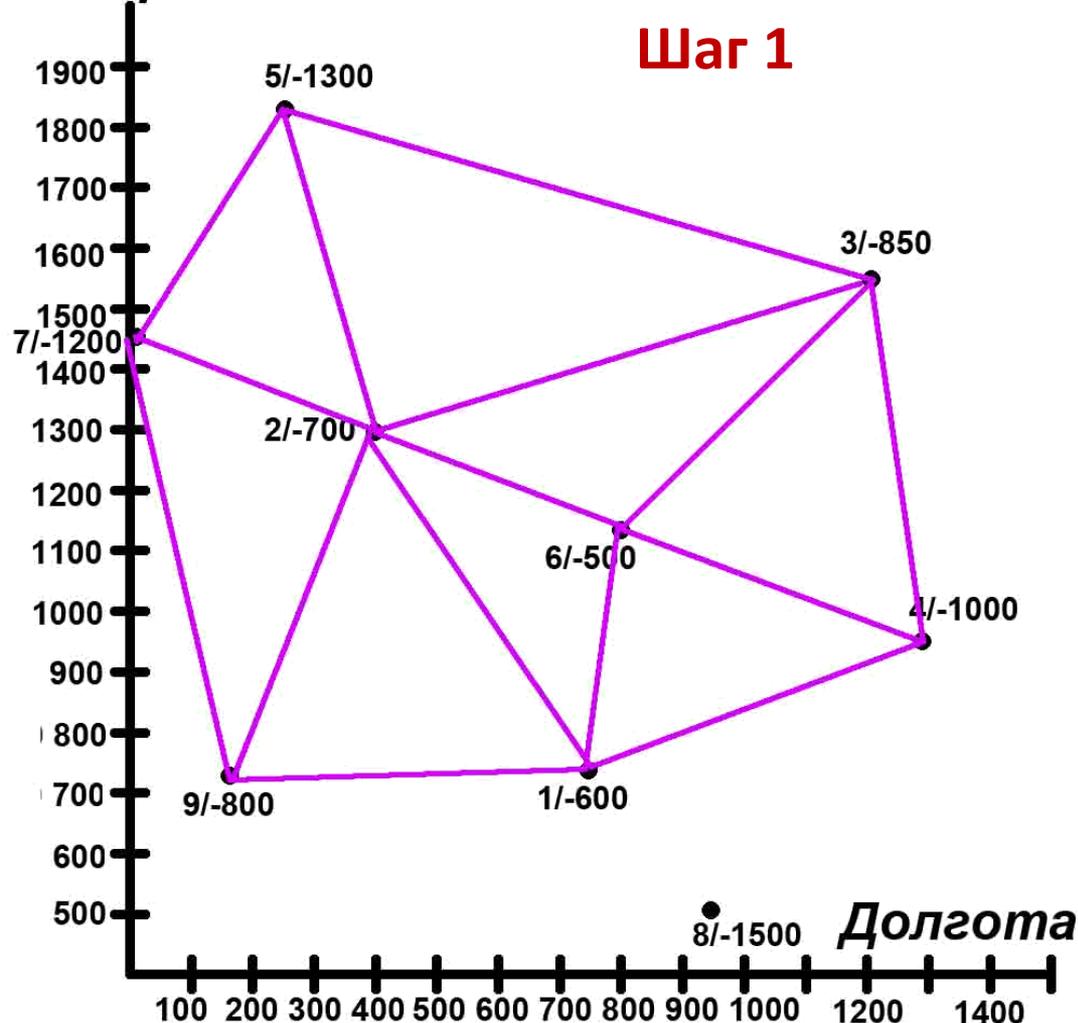
По возможности избегать треугольников с очень острыми углами.

Длинные стороны желательно проводить в направлении простирания.

Картопостроение. Метод треугольников

Широта

Шаг 1



1. Соединить скважины линиями, чтобы получилась система треугольников.
2. Выбрать сечение (шаг) изогипс.
3. Посредством интерполяции найти на сторонах треугольников точки с отметками, кратными выбранному сечению изогипс.
4. Соединить эти точки плавными линиями (без пересечений).

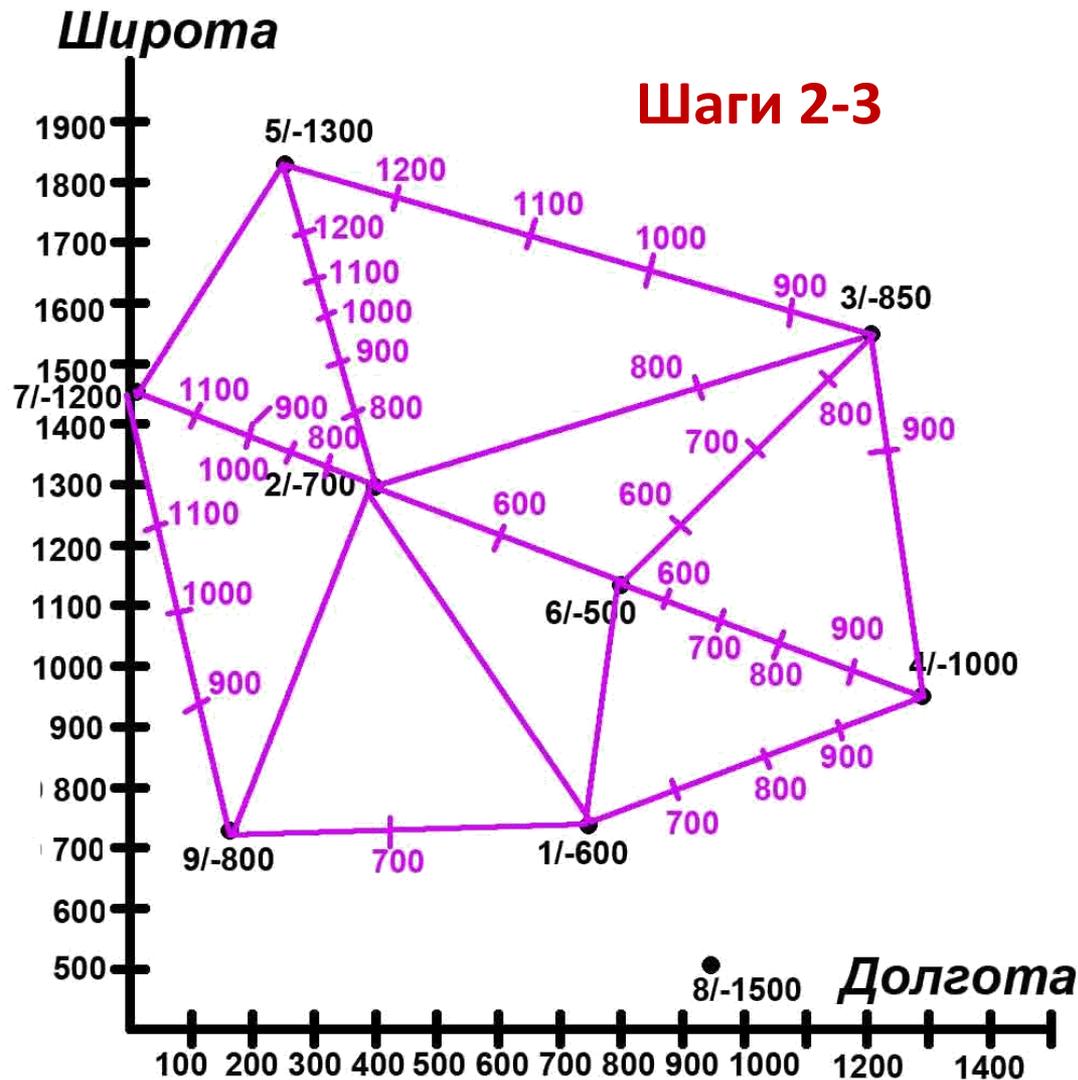
Примечания

Не следует объединять в один треугольник скважины, расположенные на разных крыльях структуры.

По возможности избегать треугольников с очень острыми углами.

Длинные стороны желательно проводить в направлении простирания.

Картопостроение. Метод треугольников



1. Соединить скважины линиями, чтобы получилась система треугольников.
2. Выбрать сечение (шаг) изогипс.
3. Посредством интерполяции найти на сторонах треугольников точки с отметками, кратными выбранному сечению изогипс.
4. Соединить эти точки плавными линиями (без пересечений).

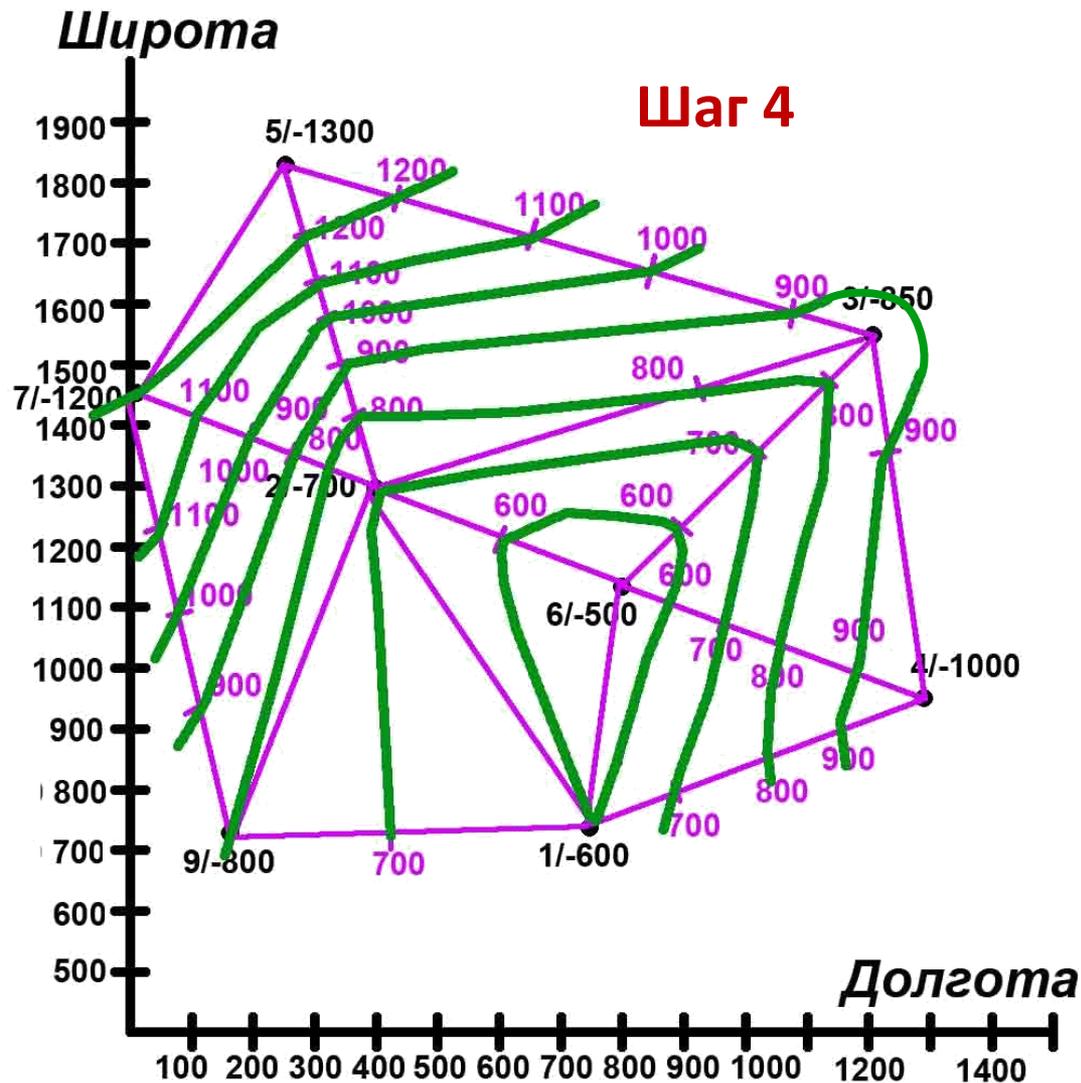
Примечания

Не следует объединять в один треугольник скважины, расположенные на разных крыльях структуры.

По возможности избегать треугольников очень острыми углами.

Длинные стороны желательно проводить в направлении простирания.

Картопостроение. Метод треугольников



1. Соединить скважины линиями, чтобы получилась система треугольников.
2. Выбрать сечение (шаг) изогипс.
3. Посредством интерполяции найти на сторонах треугольников точки с отметками, кратными выбранному сечению изогипс.
4. Соединить эти точки плавными линиями (без пересечений).

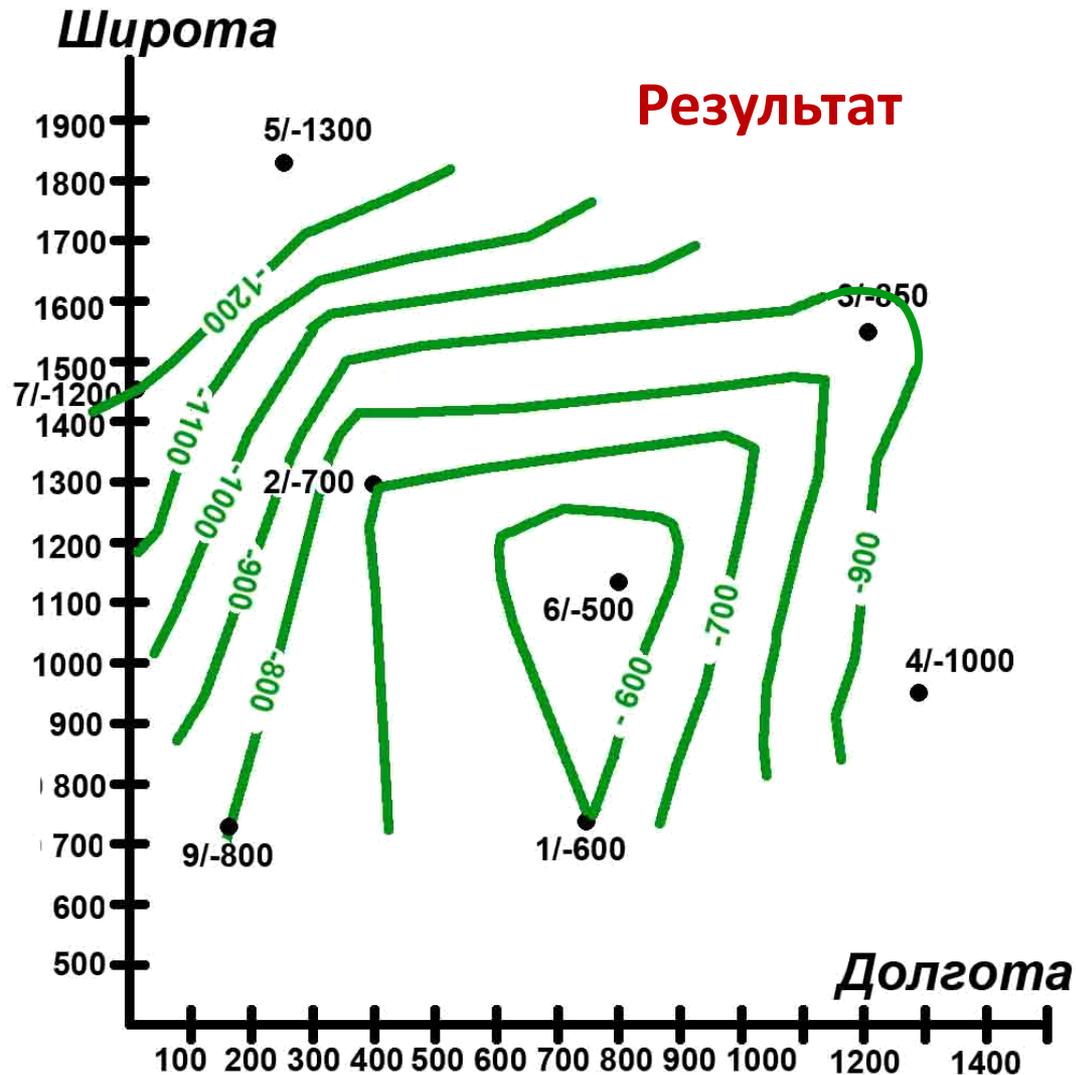
Примечания

Не следует объединять в один треугольник скважины, расположенные на разных крыльях структуры.

По возможности избегать треугольников с очень острыми углами.

Длинные стороны желательно проводить в направлении простирания.

Картопостроение. Метод треугольников



1. Соединить скважины линиями, чтобы получилась система треугольников.
2. Выбрать сечение (шаг) изогипс.
3. Посредством интерполяции найти на сторонах треугольников точки с отметками, кратными выбранному сечению изогипс.
4. Соединить эти точки плавными линиями (без пересечений).

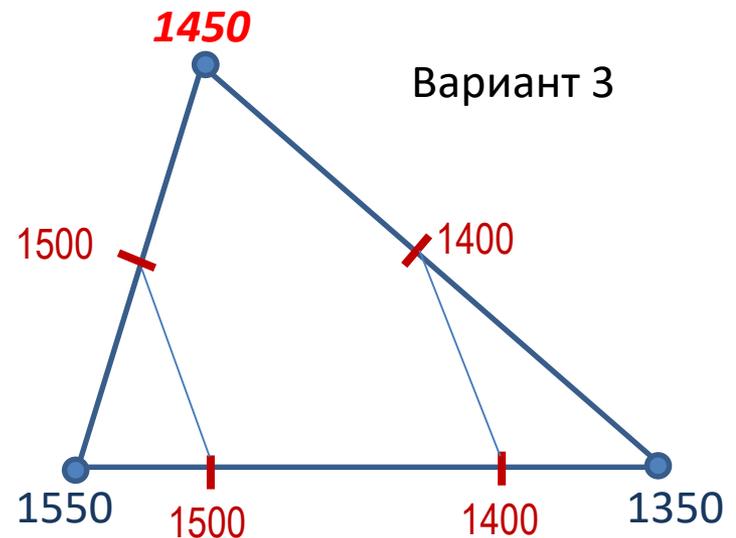
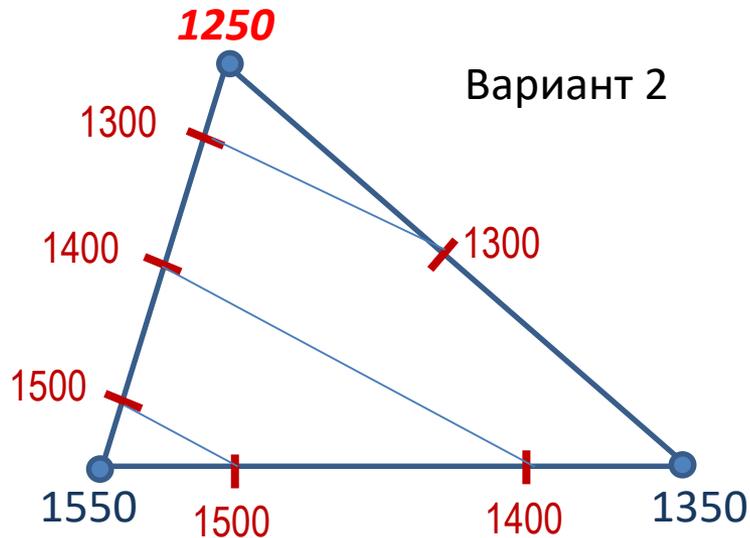
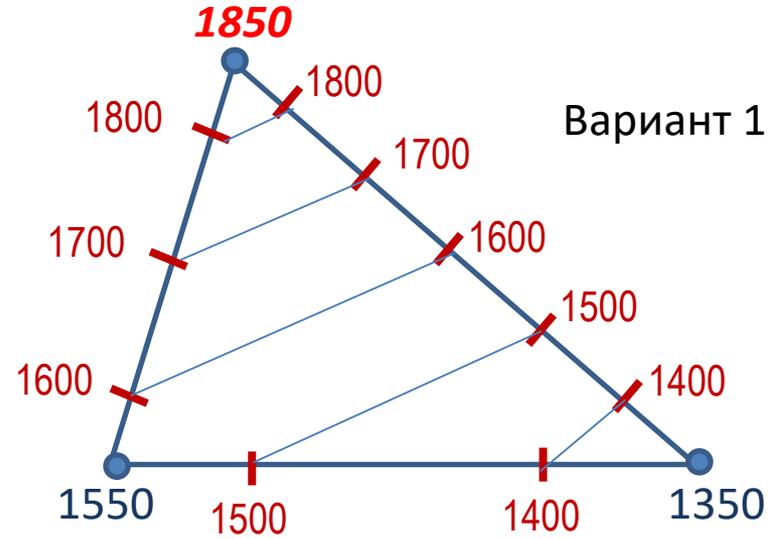
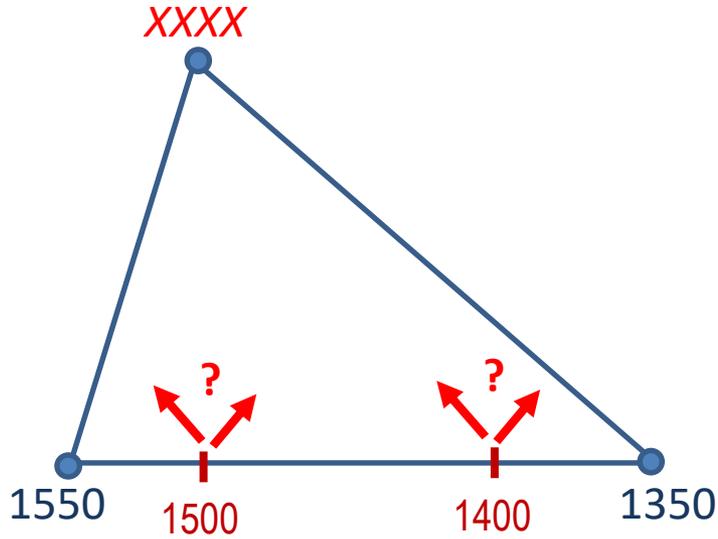
Примечания

Не следует объединять в один треугольник скважины, расположенные на разных крыльях структуры.

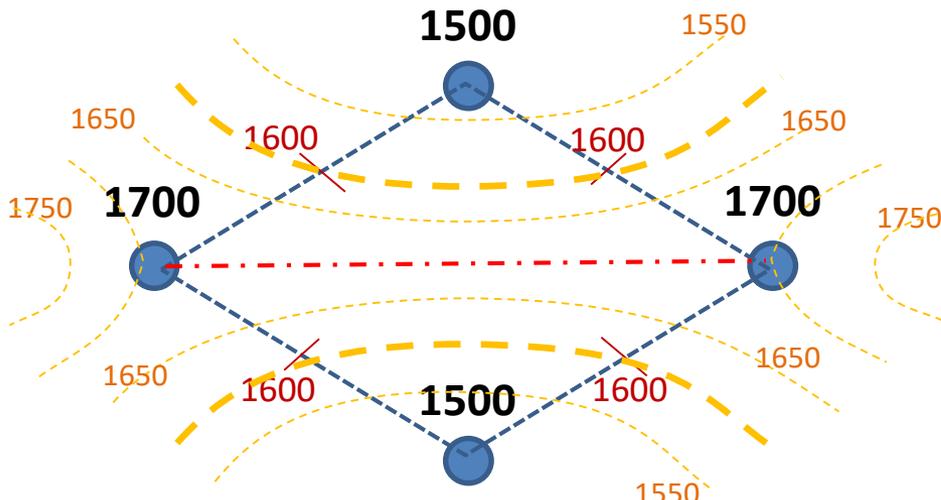
По возможности избегать треугольников с очень острыми углами.

Длинные стороны желательно проводить в направлении простирания.

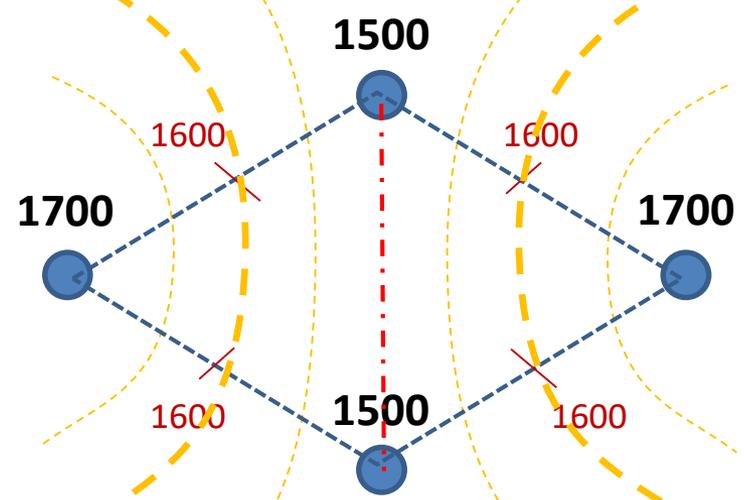
В любом треугольнике для любой точки обязательно найдётся парная точка (причём только одна)



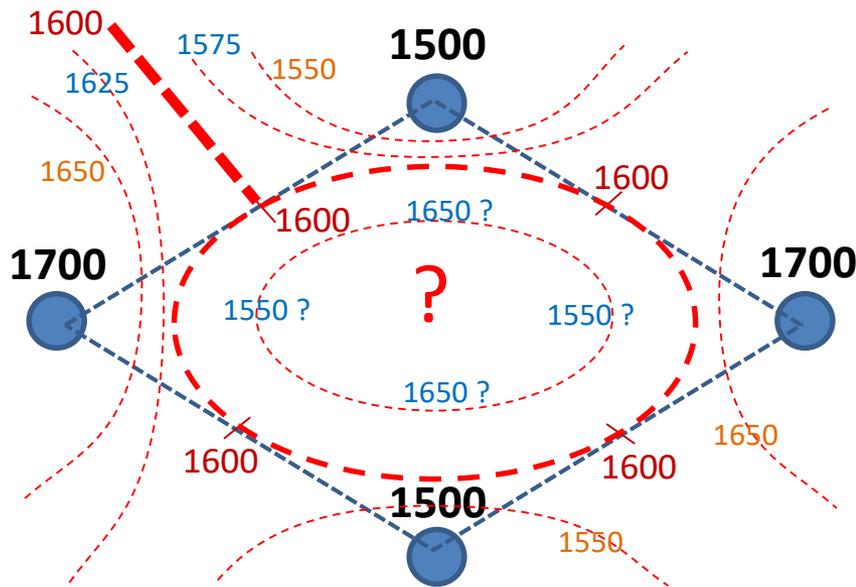
Вариативность результата (1/2)



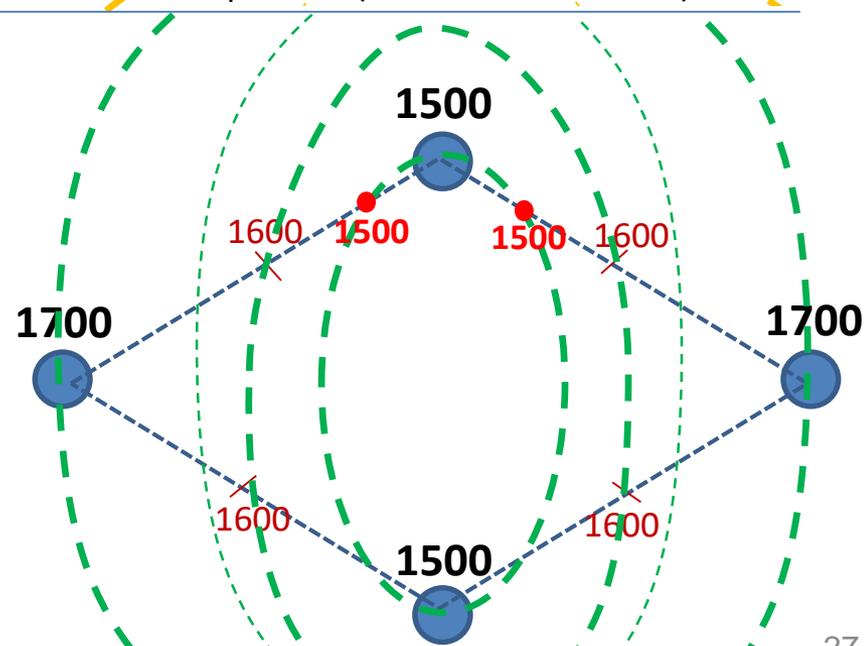
Вариант 1 (логичный)



Вариант 2 (не менее логичный)



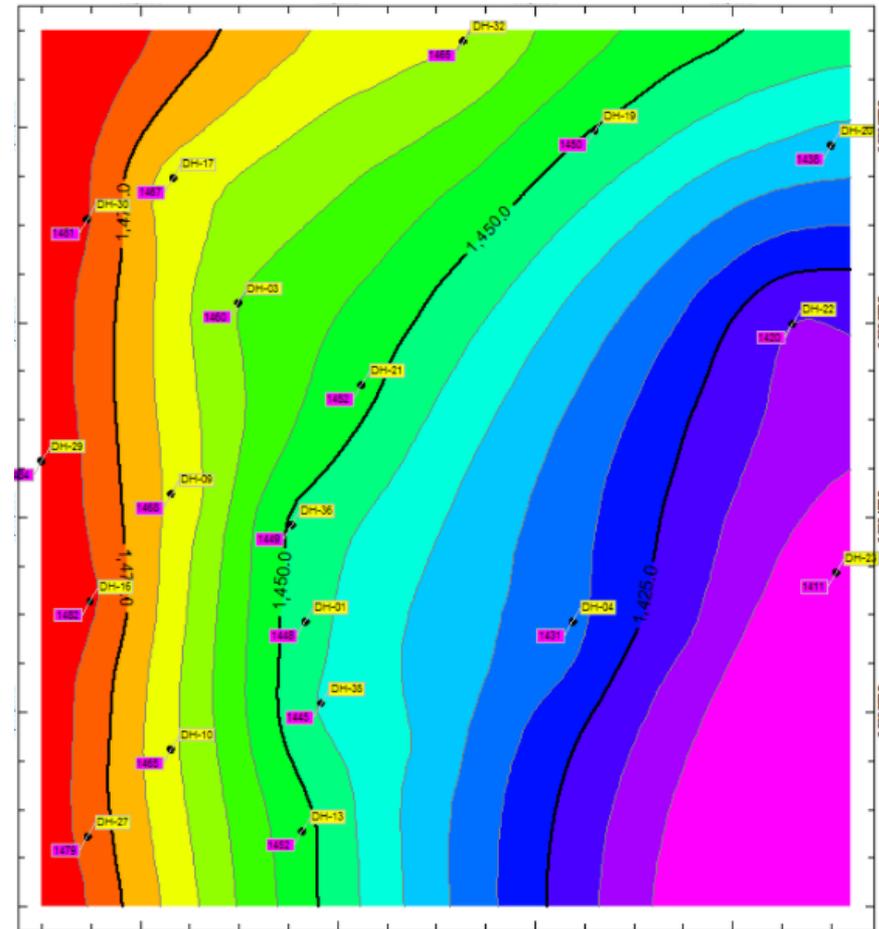
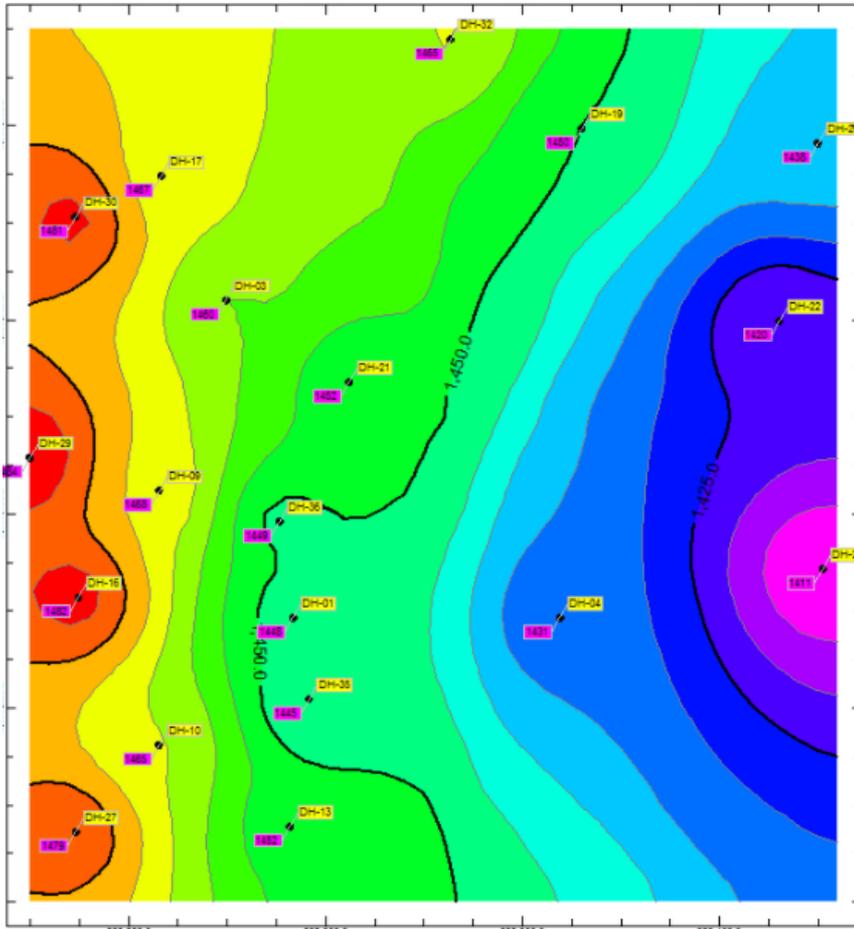
Вариант 3 (нелогичный)



Ещё один логичный вариант, но это уже не метод треугольников (см. красные точки)

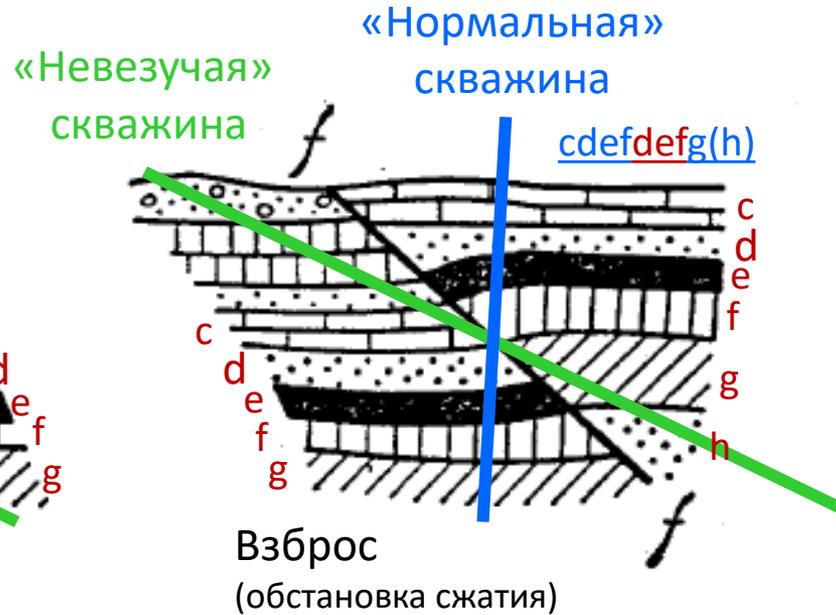
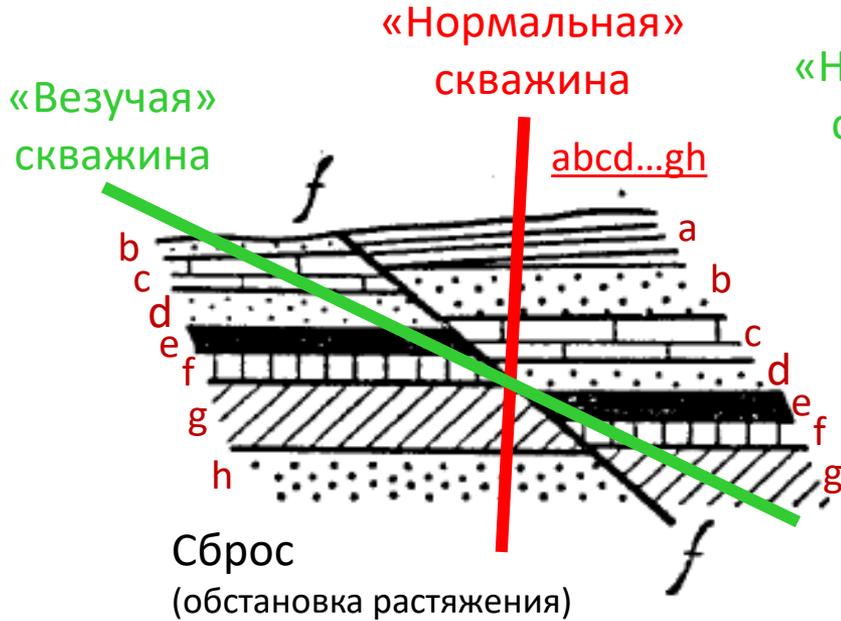
Вариативность результата (2/2)

В зависимости от выбранного алгоритма, карты могут получиться **очень** разными. В каком-то смысле, геолог должен понимать, «во что он готов поверить». Два варианта карты, построенные по идентичным исходным данным:



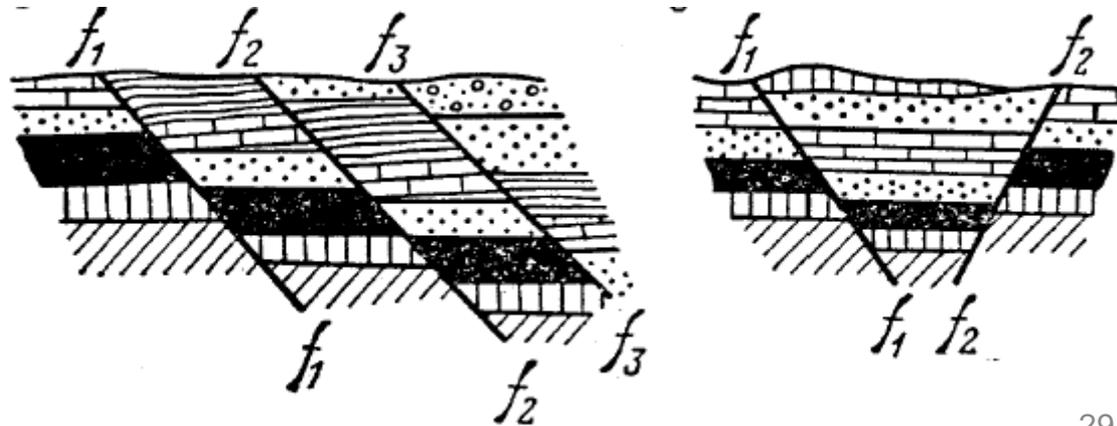
«Бычьи глаза» – скопление концентрических контурных линий вокруг точек выборки

Разломные нарушения: диагностика по ГИС

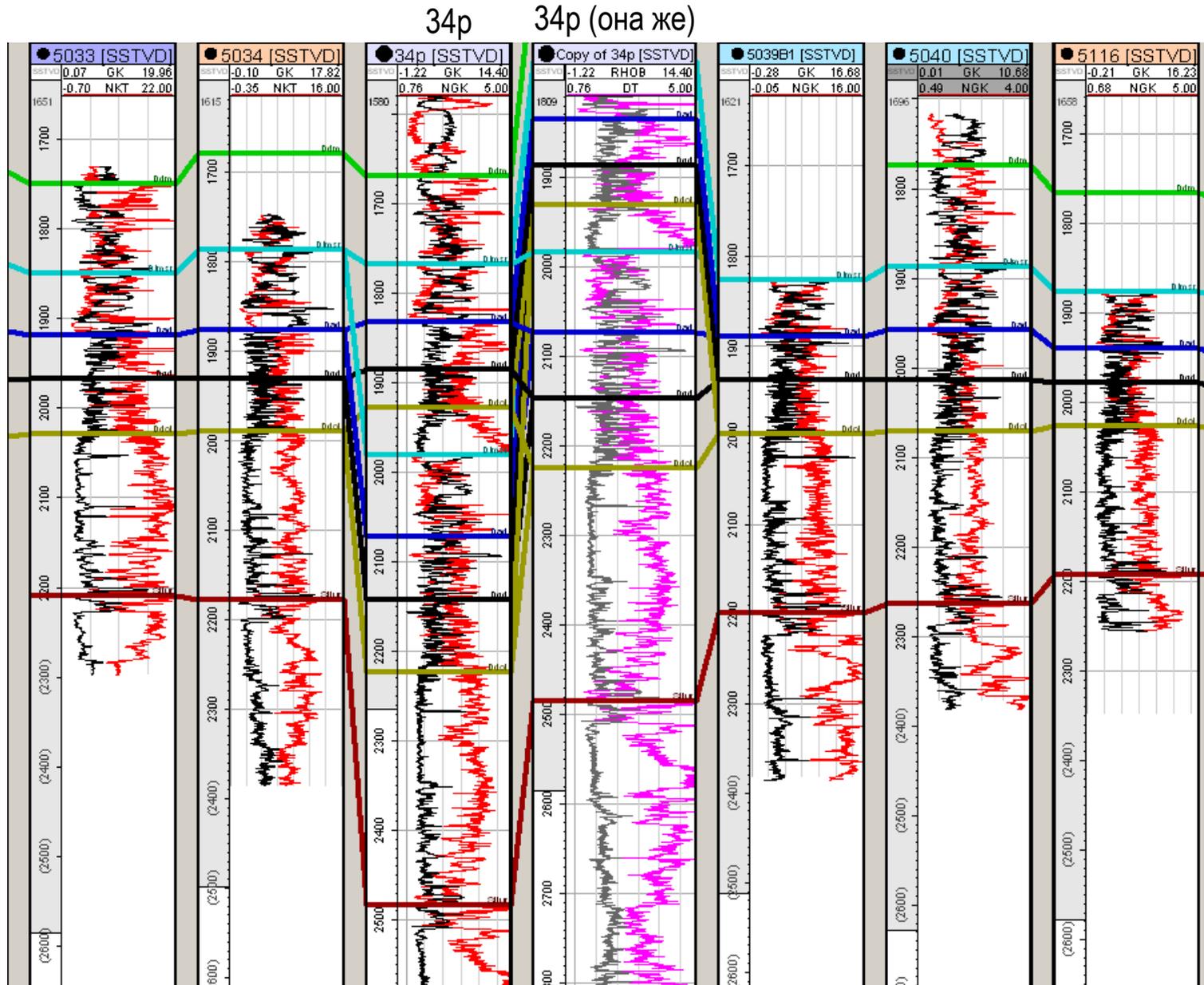


Сброс? Взброс?

Разломные смещения могут приводить к **исчезновению** или **повторению** интервалов разреза в отдельных скважинах

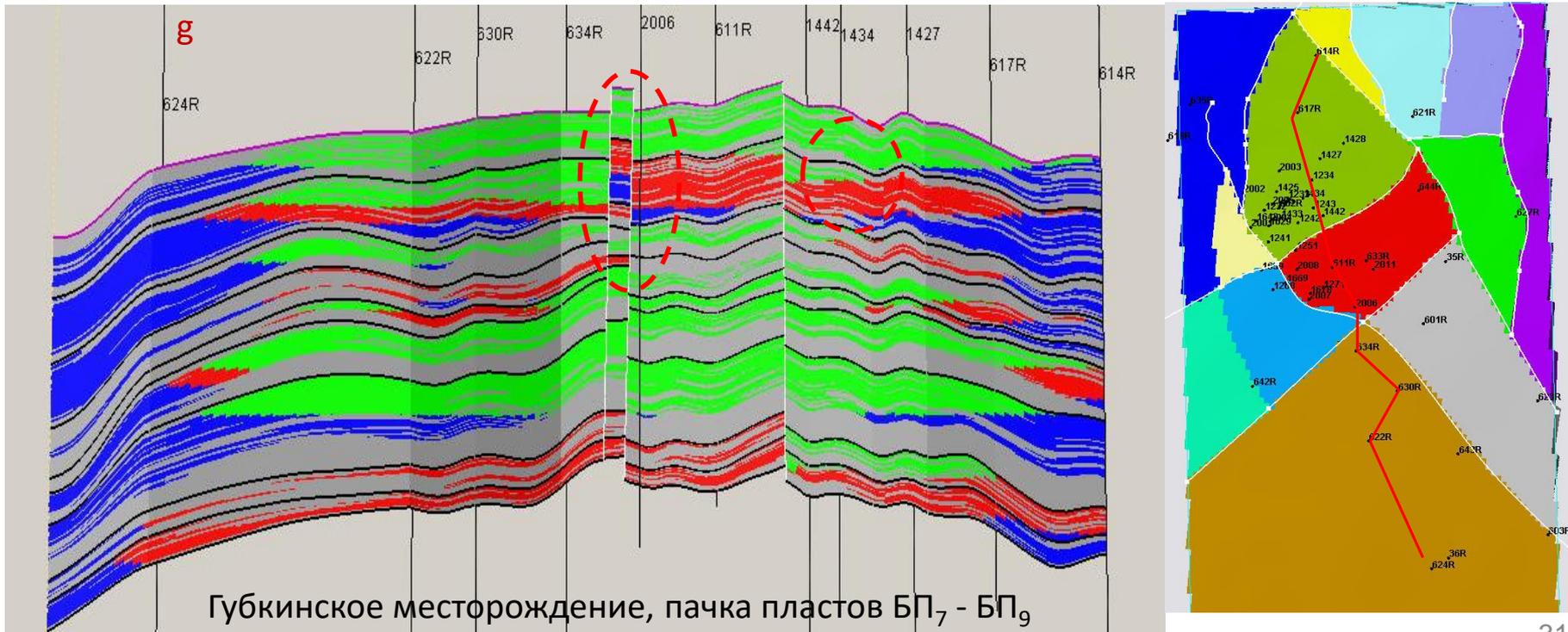


Повтор интервала в скважине 34р (Хасырейское НМ)

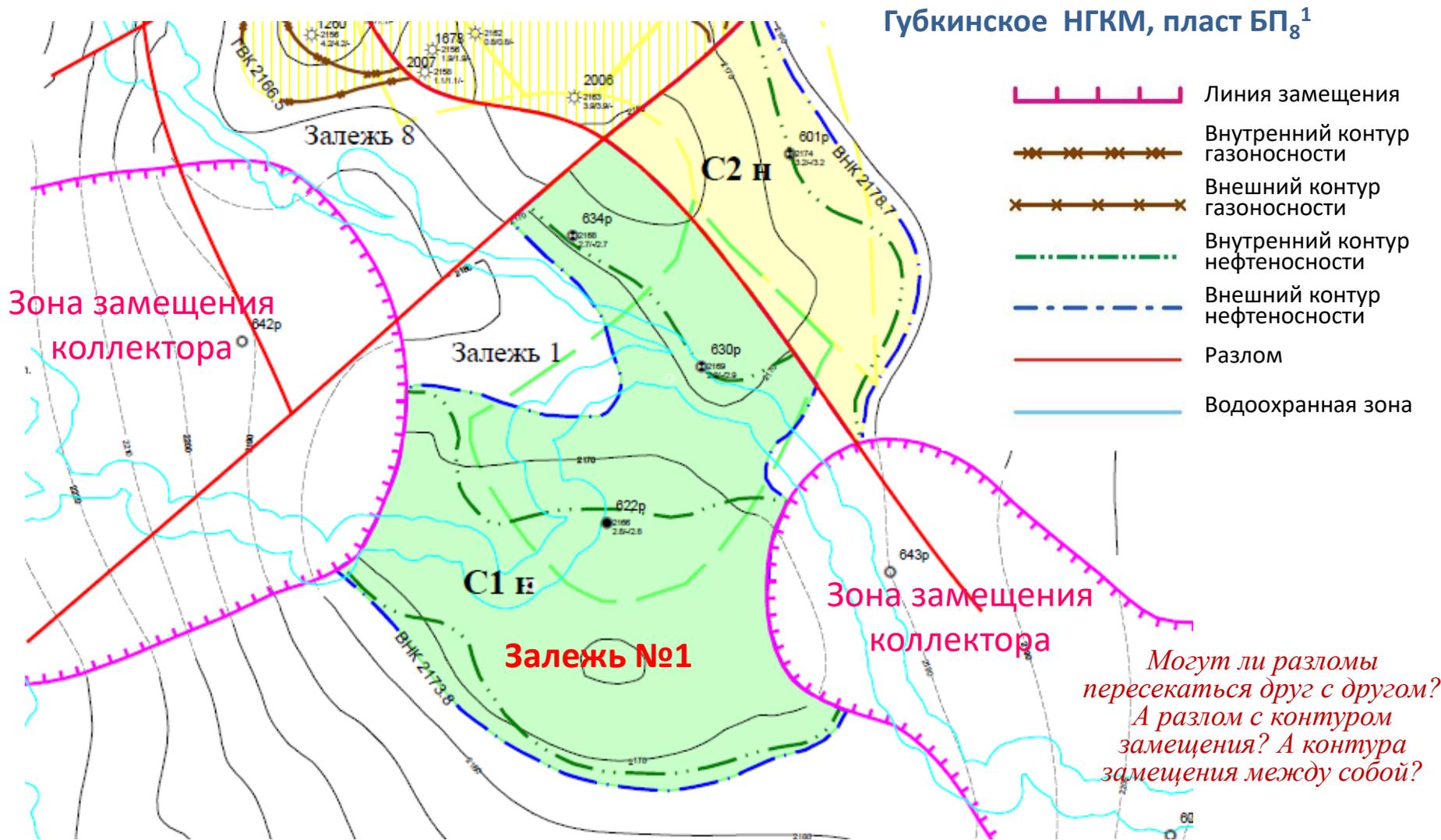


Определение наличия разлома по различию отметок флюидных контактов в соседних скважинах

В некоторых случаях разломы могут иметь малую амплитуду вертикального смещения. Либо могут быть не видны на сейсмической записи по другим причинам (редкая сеть профилей 2D, низкое качество волновой картины из-за влияния газа). При этом повтор или выпадение интервалов в записи ГИС может отсутствовать вследствие субвертикального падения плоскостей разрывных нарушений. В этих случаях на блоковое строение залежи может указывать несовпадение отметок флюидных контактов. Точное положение разлома оказывается неизвестным.



Пример залежи, ограниченной разными типами геологических поверхностей



Залежь № 1 ограничена кровлей и подошвой пласта, поверхностью ВНК, двумя поверхностями замещения (условно вертикальными), двумя разломами

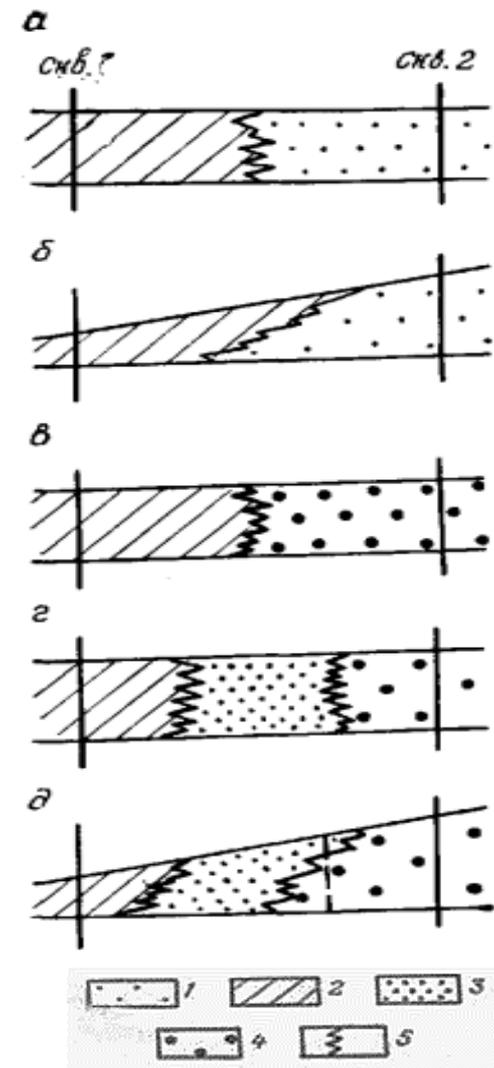
Картирование замещений

Границы залежей (на площади) можно проводить по линии **выклинивания** коллекторов или по линии **полного замещения** коллекторов продуктивного горизонта непроницаемыми породами.

Замещением коллекторов называют потерю горизонтом коллекторских свойств **при сохранении его в разрезе***. Соответствующую экранирующую границу называют **линией литологического замещения** коллекторов или **границей распространения** коллекторов.

При ограниченном числе скважин положение линии замещения может быть определено лишь приближенно. На карте одним знаком отмечают скважины, в которых пласт представлен проницаемыми породами, другим знаком – скважины с непроницаемыми породами. Линия замещения на площади между этими скважинами проводится условно, **на половине расстояния** между ними.

Более точное положение линии замещения можно определить, установив (по достаточному количеству скважин) **градиент** изменения **качества** коллектора, посредством экстраполяции (а для выклинивания – градиент изменения толщины пласта).

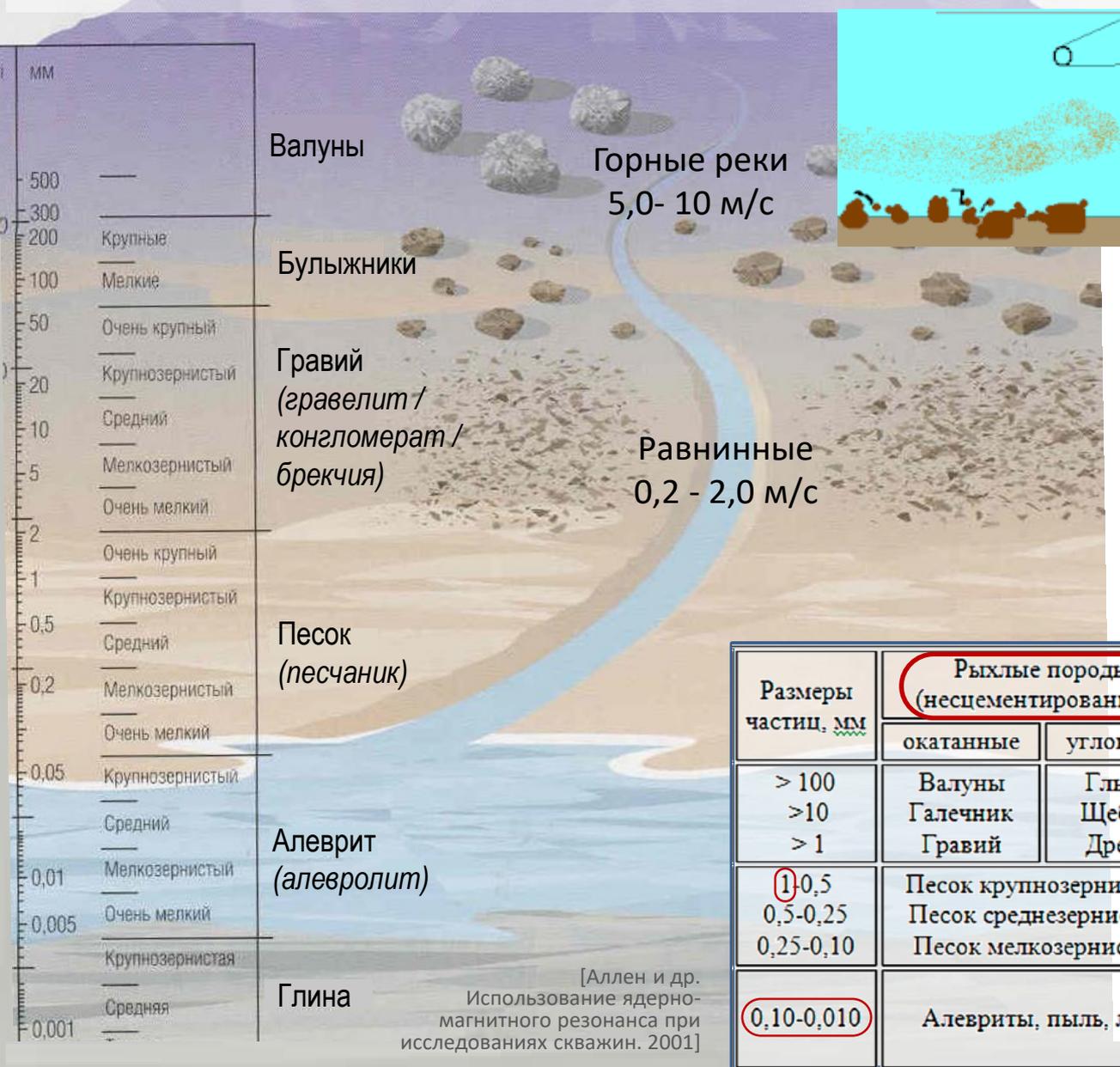


1 – коллектор; 2 – неколлектор;
3 – высокопродуктивный коллектор (грубозернистый);
4 – низкопродуктивный коллектор (мелкозернистый); 5 – граница

* Если пласт выклинивается целиком, исчезая из разреза, то это не литологическое замещение коллектора, а стратиграфическое выклинивание пласта. Впрочем в этом случае подход к определению границы залежи аналогичен.

8. Геометризация залежей	2
9. Картопостроение	19
10. Немного литологии	34
11. ФЕС – коэффициент пористости	42
12. ФЕС – коэффициент проницаемости	58
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; остаточная водонасыщенность; капиллярное давление	69
14. Фазовая проницаемость	91
15. Переходная зона	104

Чем выше энергия (потока, волн) в какой-либо точке седиментации, тем более грубозернист осадок



Существует три способа переноса материала:

- 1) влекомый (тащится по дну, перекачивается);
- 2) во взвешенном состоянии;
- 3) в растворённом виде.

Формула Эри (Airy): $Q = A \cdot v^6$

Q – масса переносимого тела,
V – скорость потока,
A – коэффициент (характер потока, форма обломков и др.)

(=> при увеличении скорости в 2 раза масса переносимых обломков возрастает в 64 раза)

Размеры частиц, мм	Рыхлые породы (несцементированные)		Сцементированные породы	
	окатанные	угловатые	окатанные	угловатые
> 100	Валунь	Глыбы		
> 10	Галечник	Щебень	Конгломераты (Гравелит)	Брекчии
> 1	Гравий	Дресва		
0,5 - 0,25	Песок крупнозернистый		Песчаники крупнозернистые	
0,25 - 0,10	Песок среднезернистый		Песчаники среднезернистые	
0,10 - 0,010	Песок мелкозернистый		Песчаники мелкозернистые	
0,10 - 0,010	Алевриты, пыль, лесс		Алевролиты	

[Аллен и др. Использование ядерно-магнитного резонанса при исследованиях скважин. 2001]

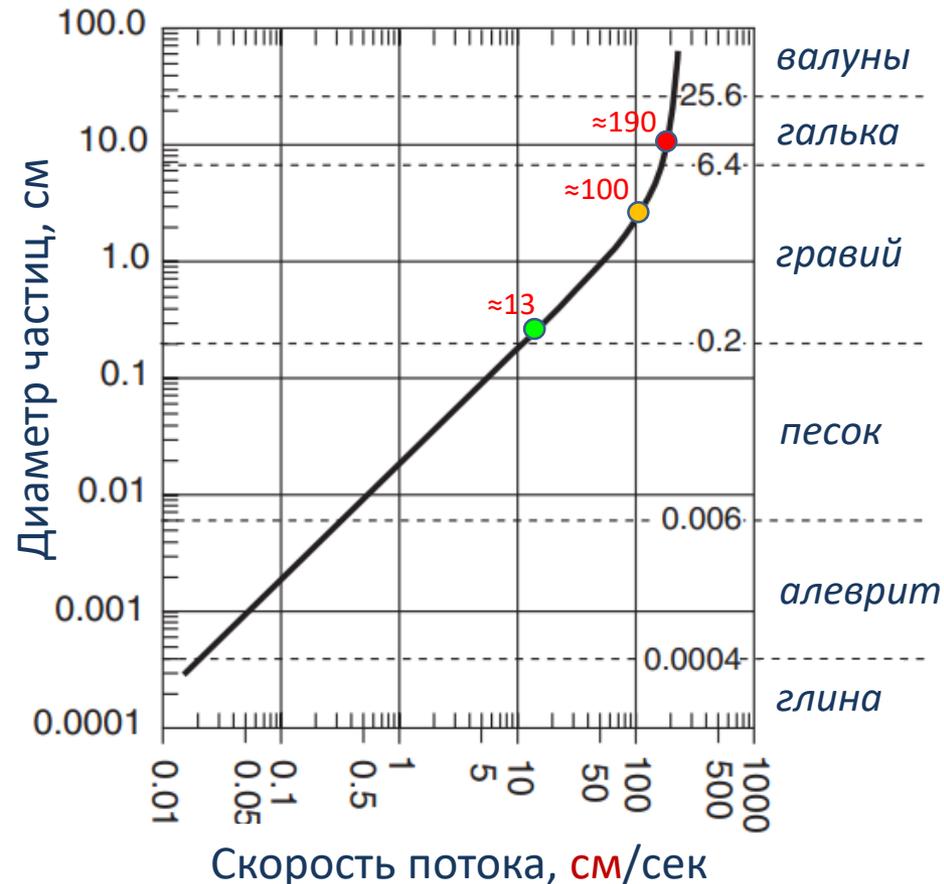
Скорость потока и размер транспортируемых частиц

Фролов В.Т. Литология. Том 1. 1992. Стр. 153

Размер перемещаемых частиц, мм	Скорость, м/с	
	Обеспечение движения	Инициация движения
Глина и ил	0,075	-
● Песок мелкий (0,25)	0,15	≈ 0,50
● Галька до 12,5	0,3	≈ 1,06
Галька до 25	0,6	1,20
Галька до 50	0,85	1,50
Галька до 75	1,05	1,75
● Галька до 100	1,2	2,00
Галька до 125	1,35	-
Валун до 150	1,5	2,20
Валун до 180	1,6	-
Валун до 200	1,7	2,40
Валун до 225	1,8	-
Глыбы до 1,5 т	4,4	-

(Возможны отклонения, обусловленные вариацией плотности и формы частиц.)

Reference tables for physical setting /
Earth science, 2011



В примечании к графику указано, что приведена скорость воды, необходимая для *поддержания* движения, а не для его инициирования. Но для крупных частиц график демонстрирует значения ближе ко второму столбцу таблицы из учебника В.Т. Фролова (т.е. инициированию).

Классификация обломочных пород по размеру зёрен

[Обломочные = терригенные]

Песчаник – сцементированная обломочная осадочная порода с размерами зёрен 0.05 – 2.00 мм.

Грубозернистые (2-1 мм),
крупнозернистые (1.0-0.5) мм,
среднезернистые (0.5-0.25 мм)
и *мелкозернистые* (0.25-0.05 мм)



Алевролит – сцементированная обломочная осадочная порода, промежуточная между песчаниками и глинами.

Преобладающий размер зёрен:
0.050 – 0.005 мм



Глины – группа осадочных пород с преобладанием тонких фракций (< 0.005 мм).
Составляют до 60% всех осадочных пород.

Глины могут содержать от 2% до 40% воды от своего объёма.

Не являются коллекторами из-за слишком низкой проницаемости.

Глинистые частицы могут формировать примеси в песчаниках.

Граничные значения
слегка варьируются
в разных классификациях

Связь осадконакопления с тектоникой

Среди факторов, определяющих условия формирования осадочных пород, ведущее положение занимают **вертикальные движения земной коры** – поднятия и опускания. Они вызывают существенные изменения физико-географических условий на земной поверхности. Интенсивность, частота, площадная протяжённость тектонических вертикальных движений отражаются на составе, строении, скорости накопления и мощности осадков, а также на форме осадочных тел.



Поднятия и опускания вызывают трансгрессии и регрессии моря, а в пределах суши – изменение положения области сноса обломочного материала, изменение базиса эрозии*.

Трансгрессия – процесс «наступления» моря на сушу, происходящий в большинстве случаев в результате опускания суши (реже вследствие поднятия уровня океана).

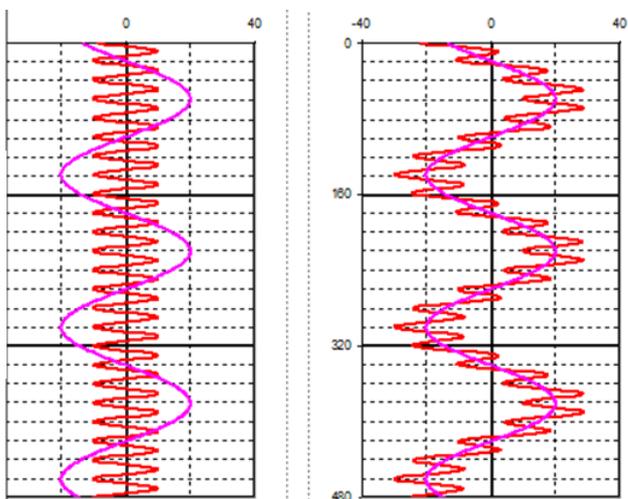
Разрез отложений, формирующихся при трансгрессии, характеризуется сменой снизу вверх мелководных фаций более глубоководными.

Регрессия – медленное «отступление» моря от берегов, происходящее вследствие поднятия суши, опускания океанического дна или уменьшения объёма воды в океаническом бассейне (например, во время ледниковых эпох). Разрез отложений характеризуется сменой снизу вверх **глубоководных фаций более мелководными**.

* Базис эрозии – уровень, на котором водный поток теряет свою энергию и ниже которого не может углубить своё русло (теряет эродирующую способность).

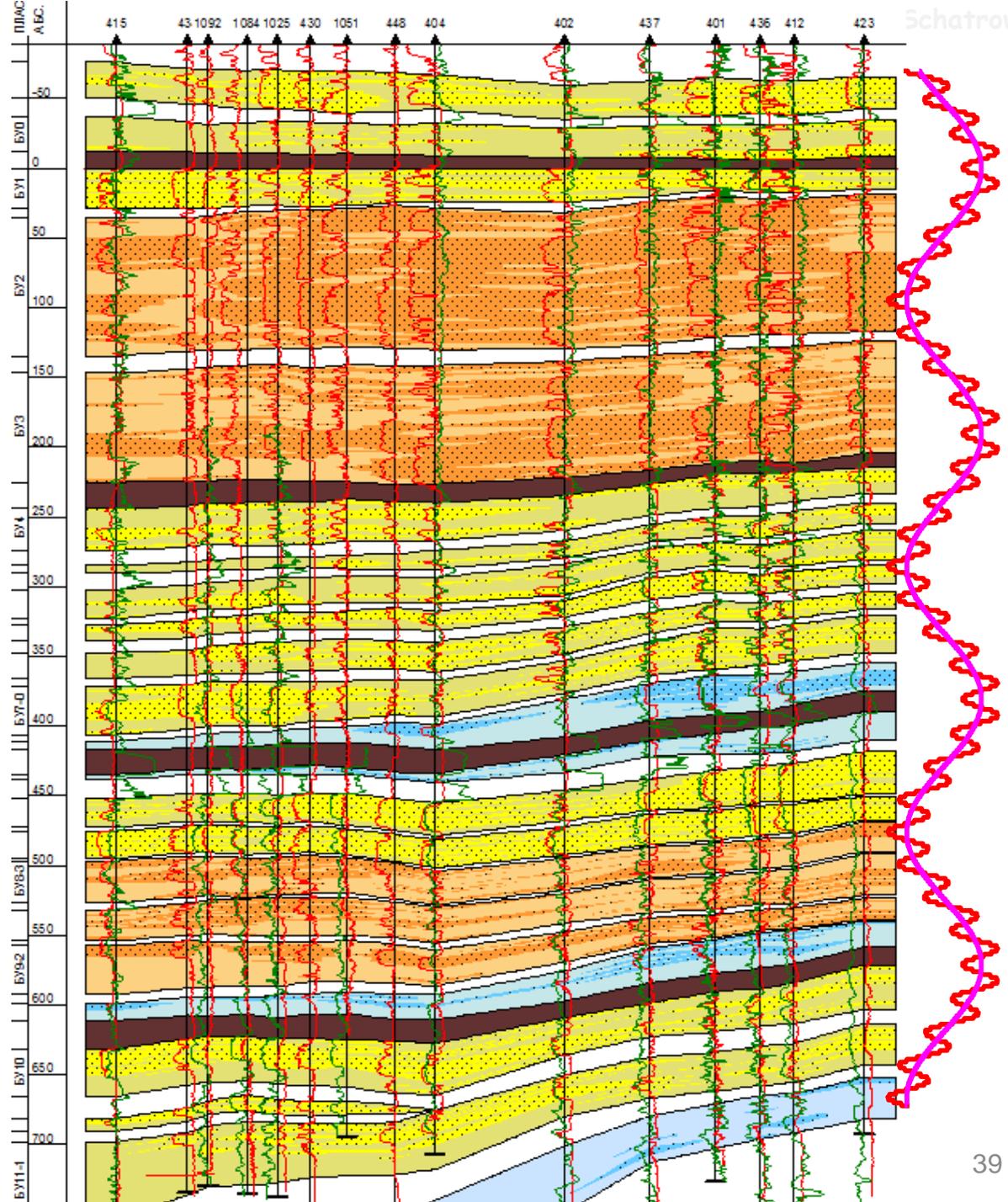
Макроциклы 2-го порядка в разрезе пластов БУ₀ – БУ₁₁ Северо- Уренгойского НГКМ

 трангрессивные глины
(качественные репера)

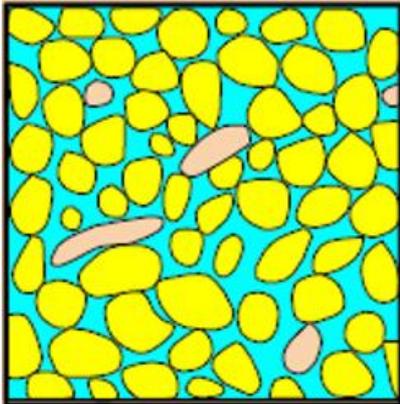
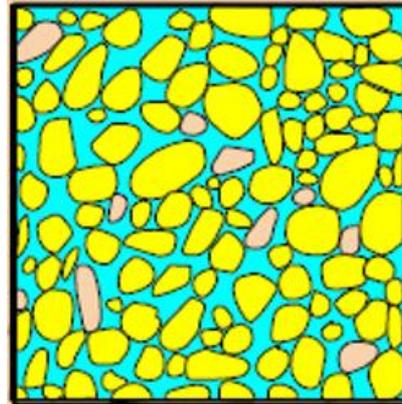


А – гармонические колебания
дна бассейна II и III порядков;
Б – сумма гармонических колебаний
дна бассейна II и III порядков;

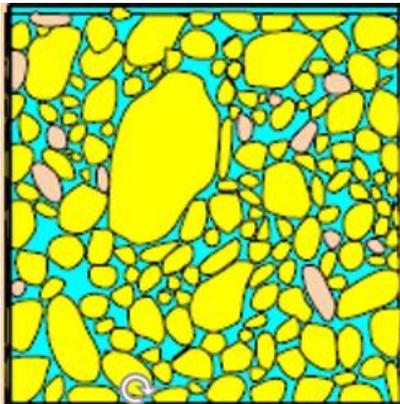
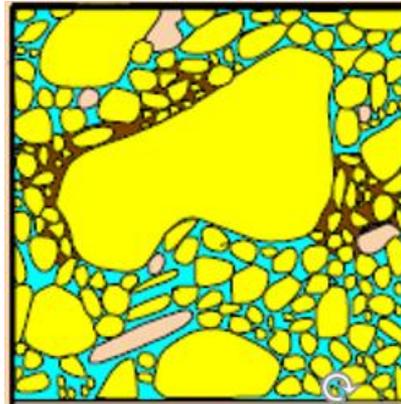
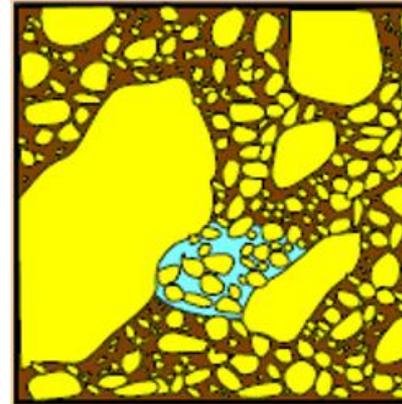
Мормышев В.В. (ООО «ТюменНИИГипрогаз»)



Сортированность осадочной породы (1/2)

 $\sigma = 0,35$

 $\sigma = 0,50$

 $\varphi = -\log_2 D$ (где D – размер частиц в мм)

Стандартное отклонение	Класс сортированности
$< 0,35 \varphi$	<i>Очень хорошо</i>
$0,35 - 0,50 \varphi$	<i>Хорошо</i>
$0,50 - 0,71 \varphi$	<i>Умеренно хорошо</i>
$0,71 - 1,00 \varphi$	<i>Умеренно</i>
$1,00 - 2,00 \varphi$	<i>Плохо</i>
$> 2,00 \varphi$	<i>Очень плохо</i>

 $\sigma = 0,71$

 $\sigma = 1,00$

 $\sigma = 2,00$


... сортированный

Среднеквадратическое отклонение

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2$$

$$\text{где } \bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

Сортированность обломочного материала зависит от его содержания в потоке и от длительности переноса. Она улучшается при небольшой насыщенности (нагруженности) потока осадочным материалом и значительной длительности переноса течением или перемывания осадка волнением, а также при перевевании ветром.

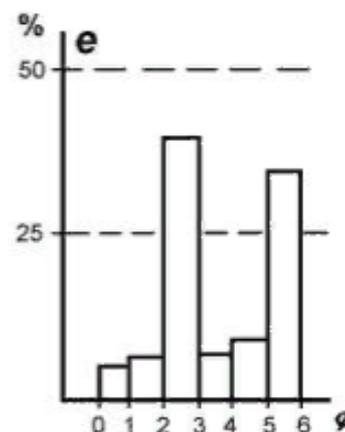
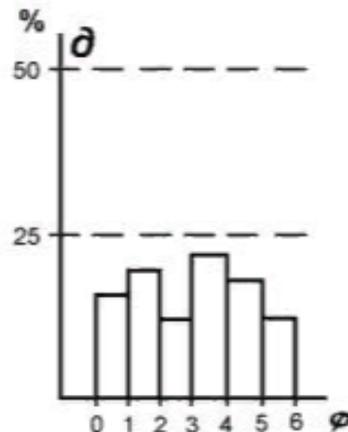
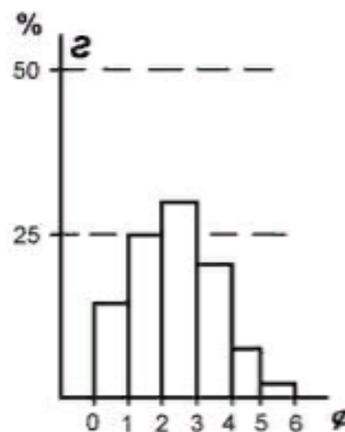
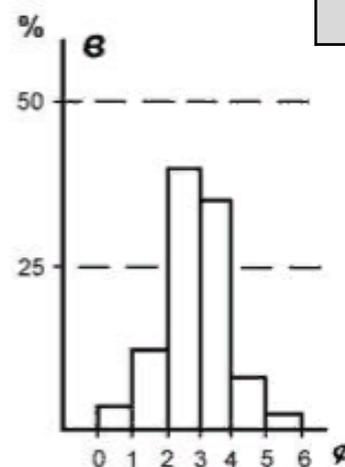
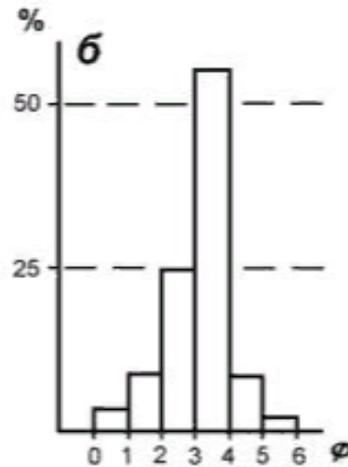
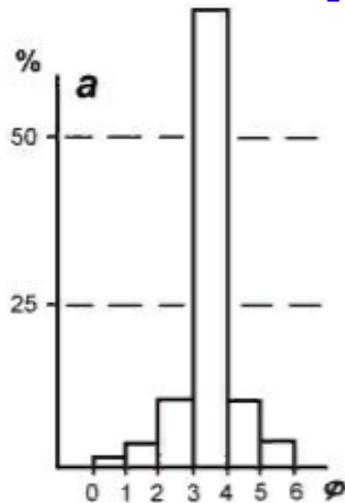
Сортированность осадочной породы (2/2)

Сортированность осадочной породы – степень разнообразия или однородности слагающих породу зёрен по размеру.

Бывает ли $\varphi < 0$?

Гистограммы гранулометрического состава пород,
 $\varphi = -\log_2 D$ (где D – размер частиц в мм):

мм	1	0,5	0,25	0,125	0,063
φ	0	1	2	3	4

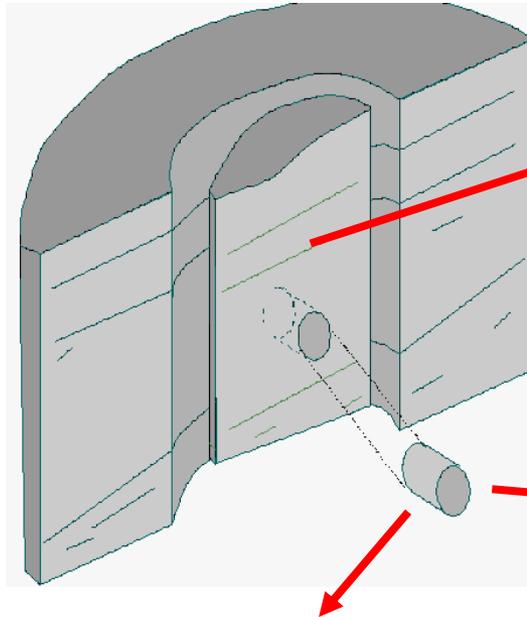


а – очень хорошо сортированный тонкозернистый песчаник;
 б – хорошо сортированный тонкозернистый песчаник со значительной примесью мелкозернистого материала;
 в – среднесортированный тонко-мелкозернистый песчаник;
 г – плохосортированный разнозернистый песчаник;
 д – очень плохо сортированная порода с повышенным участием среднекрупно и тонкозернистой песчаных и значительным содержанием алевритовых фракций;
 е – бимодальное сочетание мелкозернистого песчаника и мелкозернистого алевролита.

8. Геометризация залежей	2
9. Картопостроение	19
10. Немного литологии	34
11. ФЕС – коэффициент пористости	42
12. ФЕС – коэффициент проницаемости	58
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; остаточная водонасыщенность; капиллярное давление	69
14. Фазовая проницаемость	90
15. Переходная зона	103

Основа информации о характеристиках горной породы – данные керна

Керн — цилиндрический столбик горной породы, получаемый путём кольцевого разрушения забоя скважины при бурении.



Геологическая характеристика

Литолого-минералогический состав
Возраст отложений
Структура и текстура
Условия осадконакопления
Вторичные изменения

(Для выявления закономерностей геологического строения)

Физические свойства

Плотность
Естественная радиоактивность
Акустические свойства
Электрические свойства

(Для настройки интерпретации методов ГИС)

Фильтрационно-емкостные свойства

Пористость
Проницаемость (абсолютная)
Флюидонасыщенность
Фазовые проницаемости
Капиллярное давление

(Непосредственно для подсчёта запасов и проектирования разработки)

Понятие пористости горных пород

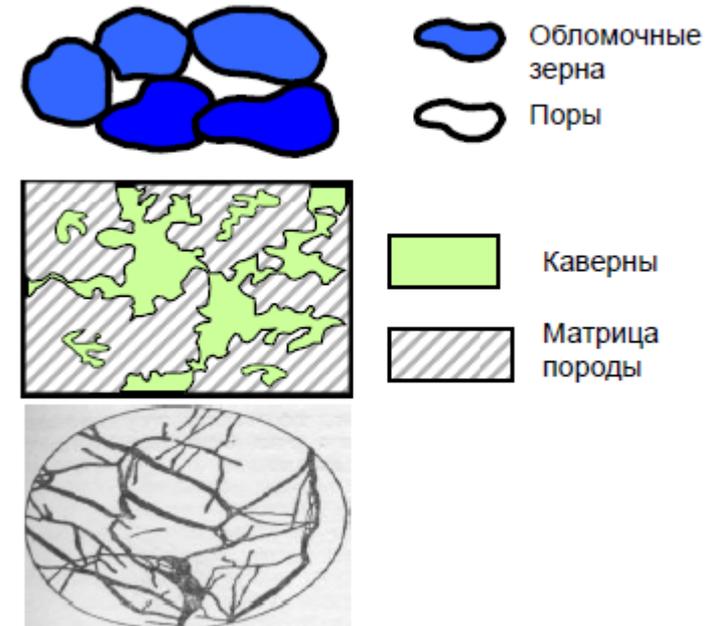
Коллектор – ГП, способная **вместать** нефть, газ или воду и **отдавать** их при разработке. Из определения пород-коллекторов следует, что они должны обладать: **ёмкостью** (она обеспечивается наличием пустот) и **проницаемостью** (она обеспечивается системой сообщающегося пустотного пространства). Эти два свойства входят в группу **фильтрационно-емкостных** свойств породы (**ФЕС**).

Коэффициент пористости (K_p) – отношение объёма пустот к общему объёму породы. Пустотное пространство может быть представлено:
1) порами (межзерновыми); 2) кавернами; 3) трещинами.

Поры – пространство между отдельными зёрнами, слагающими горную породу.

Каверны – сравнительно крупные (> 1 мм) пустоты, образовавшиеся в результате действия процессов выщелачивания. Кавернозность свойственна карбонатным коллекторам. Размеры каверн могут достигать нескольких сантиметров.

Трещины – разрывы сплошности горных пород. Ёмкость трещин обычно невелика (доли процента), зато они способны обеспечить очень интенсивное движение флюидов. Как правило, трещиноватостью характеризуются карбонатные коллектора, но иногда и терригенные.



Классификация коллекторов по типу пустотного пространства

Первичные поры представляют собой промежутки между зернами и формируются одновременно с образованием самой осадочной породы.

Вторичные поры образуются в уже сформировавшихся породах в результате последующих процессов: растворения, перекристаллизации, возникновения трещин вследствие сокращения объёма породы (например, при доломитизации) и других процессов. (*Трещины и каверны относятся ко вторичным.*)

Итак, в узком смысле под **пористостью** понимается наличие в горной породе первичных межзерновых пор. Но в широком смысле к пористости относят совокупность всех трёх типов пустот и разделяют межзерновую, трещинную и каверновую пористость.

Соответственно, по **преобладающему** типу пустот, слагающих поровое пространство, коллекторы делятся на три основных типа: **поровые, каверновые, трещинные**. Плюс четвёртый тип – **смешанные**.

Трещины могут быть единственными пустотами, но могут и сочетаться с наличием в породе («матрице») межгранулярных пор или каверн. Это и есть **смешанный** тип коллектора. В этом случае поры и/или каверны обеспечивают высокую ёмкость коллектора (запасы), а трещины – высокую проницаемость (добычу). Ёмкость самих трещин – мала, доли процента.

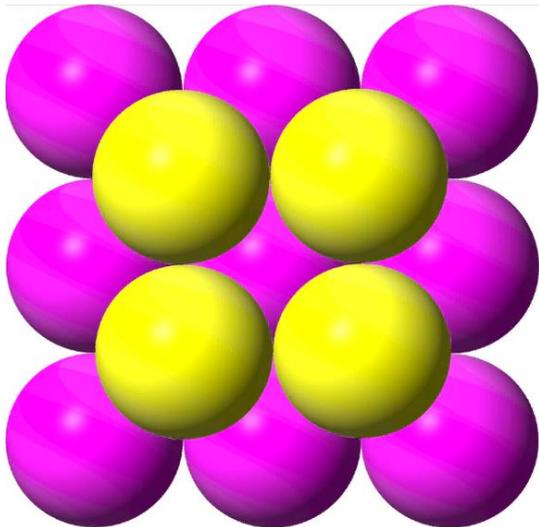
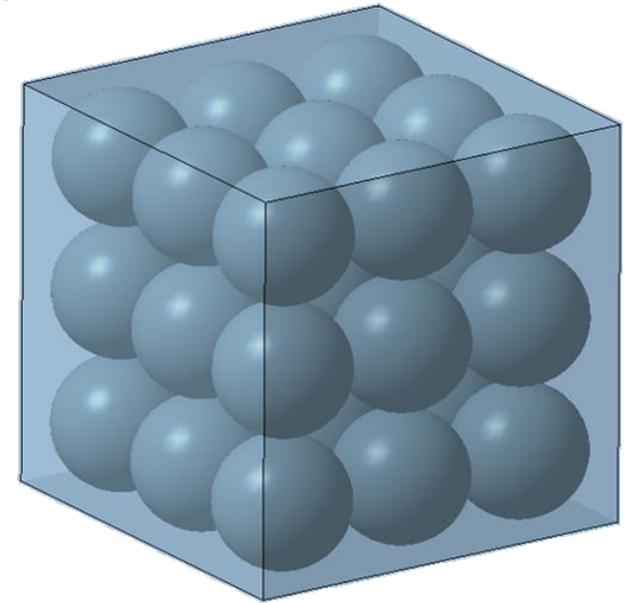
Небольшая гимнастика для ума

1. Чему (примерно) равен коэффициент пористости при кубической упаковке одинаковых шариков?

На каждый шарик приходится куб пространства $2R \cdot 2R \cdot 2R$

$$\varphi = \frac{V_{\text{К}} - V_{\text{Ш}}}{V_{\text{К}}} = \frac{(2R)^3 - \frac{4}{3}\pi R^3}{(2R)^3} = 1 - \frac{\pi}{6} = 0,4764$$

$$\varphi = 47,6\%$$



2. Аналогичный вопрос для гранецентрированной кубической упаковки («кубическая плотнейшая»).

В этом случае расстояние между слоями уже не $2R$, а $\sqrt{2}R$. Следовательно, элементарный объём пространства, приходящийся на каждый шарик, представляет собой уже не куб объёмом $8R^3$, а призму $2R \cdot 2R \cdot \sqrt{2}R = 4\sqrt{2}R^3$.

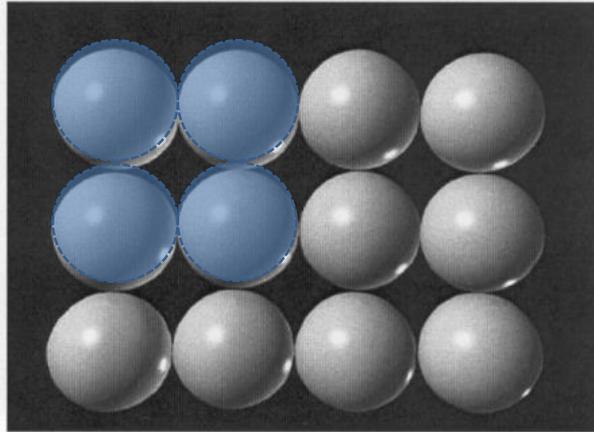
$$\varphi = \frac{V_{\text{П}} - V_{\text{Ш}}}{V_{\text{П}}} = \frac{4\sqrt{2}R^3 - \frac{4}{3}\pi R^3}{4\sqrt{2}R^3} = 1 - \frac{\pi}{3\sqrt{2}} = 0,25952$$

$$\varphi = 26\%$$

Геометрические модели пористости

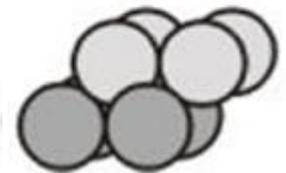
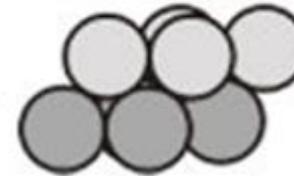
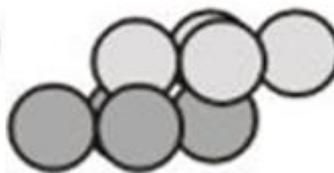
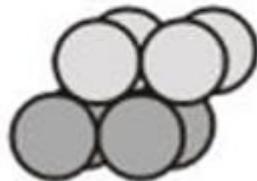
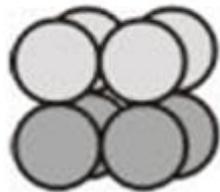
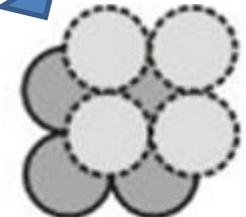
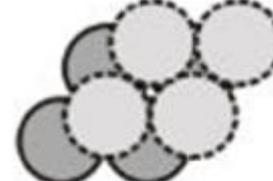
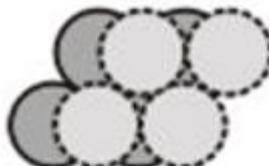
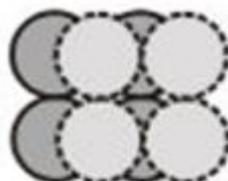
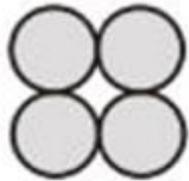
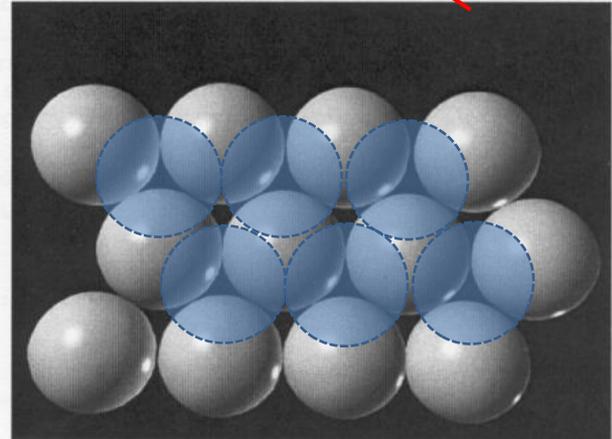
Кубическая упаковка сфер

Пористость = 48%



~~Ромбическая~~ ^{Гексагональная плотнейшая} упаковка сфер

Пористость = ~~27%~~ ^{26%}



Простая кубическая
47,6

Простая гексагональная
39,5

Тетрагональная (?)
30,2

Гексагональная плотнейшая
26,0

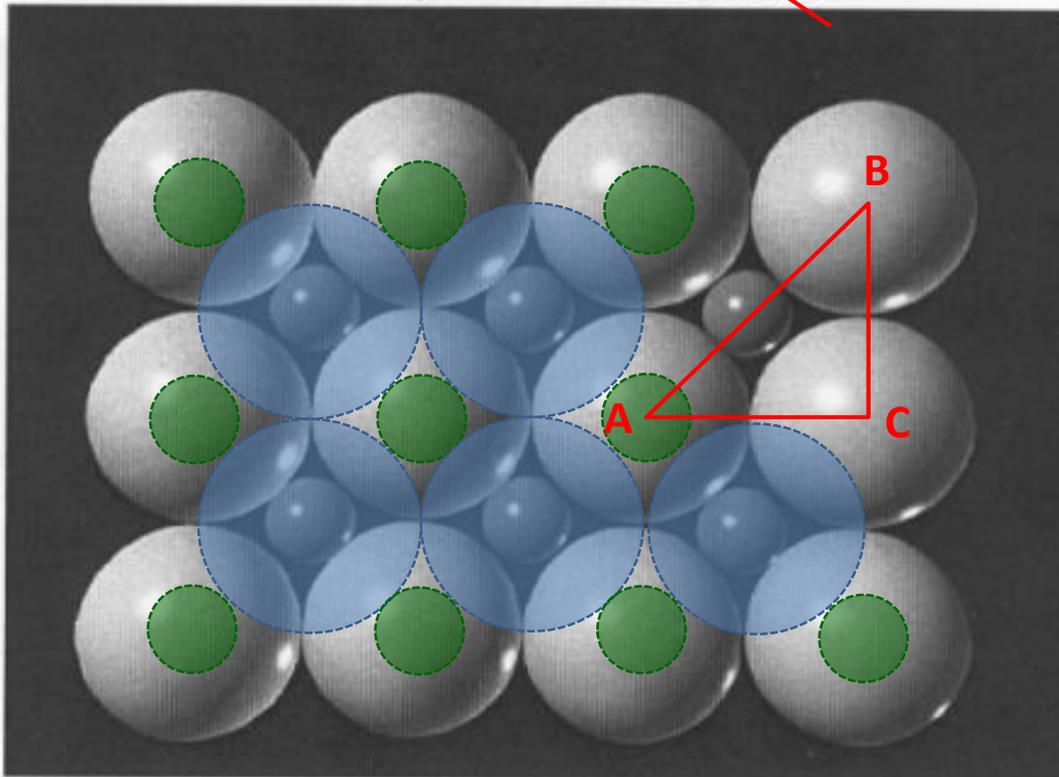
Кубическая плотнейшая
26,0

Упаковка сфер двух размеров

Во многих источниках схемы кубической и «ромбической» упаковок дополнены примером упаковки сфер двух размеров. Подпись гласит, что пористость = 14%. Изображён только один слой, но очевидно, что подразумевается **кубическая плотнейшая упаковка больших шаров**, при этом в каждом горизонтальном слое пустоты между большими шарами заполнены маленькими шариками (центры которых лежат в той же плоскости).



Пористость = ~~14%~~ 20,7%



Рассмотрим треугольник ABC.

$$AB = \sqrt{2} AC$$

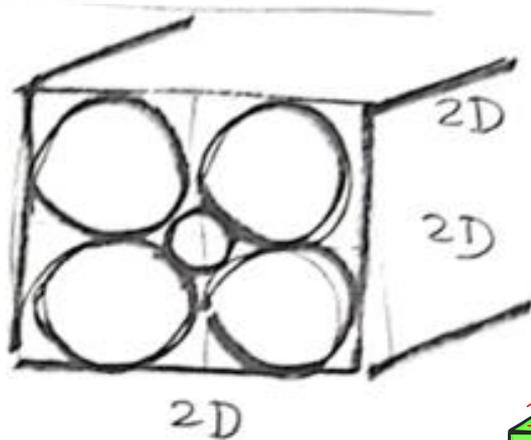
$$2R + 2r = \sqrt{2} \cdot 2R$$

$$r = (\sqrt{2} - 1)R \approx 0,414 R$$

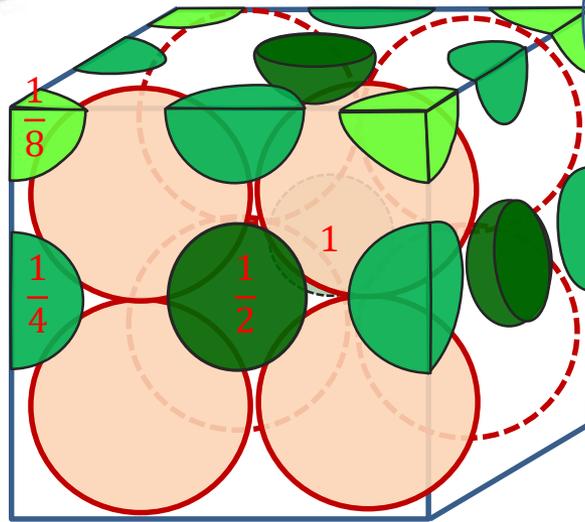
На каждый большой шар приходится один маленький. Объём маленького составляет $0,414^3 = 0,0711$ от большого. Пористость «базовой» кубической упаковки 0,25952. То есть большие шары занимают 0,74048 пространства. Значит, маленькие шары занимают $0,74048 \cdot (1 + 0,0711) = 0,7931$. Следовательно, пористость – **0,207**.

Исправление ошибок одного иностранного профессора в расчёте K_p для упаковки шариков двух размеров (1/2)

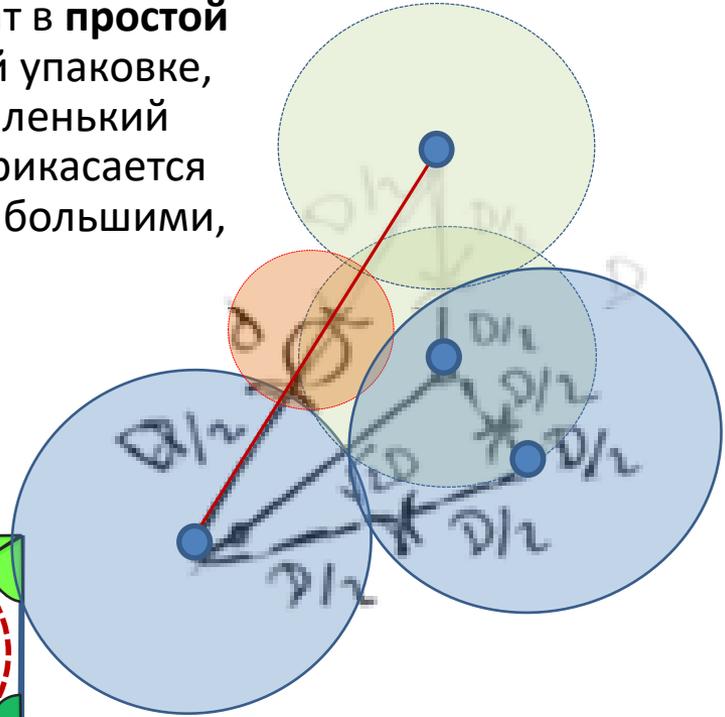
Здесь у профессора изображена упаковка с предыдущего слайда, которой он (ошибочно) приписывает $K_p=14\%$. Большие шары лежат в кубической **плотнейшей** упаковке, каждый маленький шар соприкасается с **шестью** большими, $r \approx 0,41 R$.



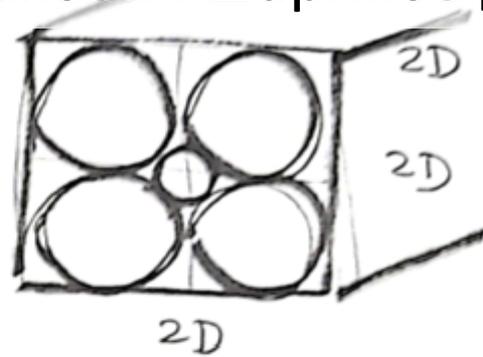
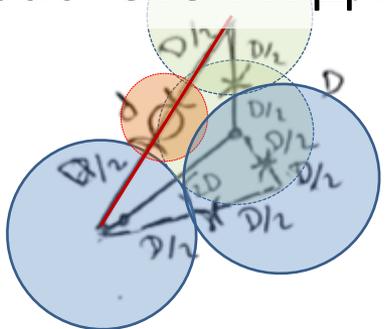
Верная схема кубика для упаковки с $r \approx 0,73 R$, которую анализирует профессор (вместо схемы, изображённой у него в методичке, с $K_p = ? = 14\%$).



А вот чертёж, на основе которого он вычисляет радиус маленького шарика. Это уже другая упаковка! Здесь большие шары лежат в **простой** кубической упаковке, каждый маленький шарик соприкасается с **восемью** большими, $r \approx 0,73 R$.



Исправление ошибок одного иностранного профессора в расчёте Кп для упаковки шариков двух размеров (2/2)



$$(d+D)^2 = (\sqrt{2} D)^2 + D^2$$

$$(d+D)^2 = 2D^2 + D^2 = 3D^2$$

$$d = (\sqrt{3} - 1) D = 0.732 D$$

$$\varphi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{(2D)^3 - (6 \cdot 2 \cdot \frac{\pi}{6} D^3) - [1 + 8 \cdot \frac{\pi}{8} d^3]}{(2D)^3}$$

4 ← face
← center
← corner

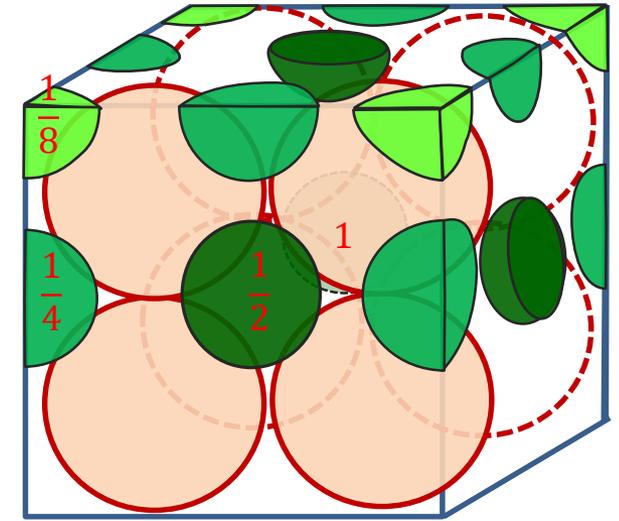
$$\varphi = \frac{8D^3 - 2\pi D^3 - 3 + \frac{\pi}{2} d^3}{8D^3}$$

12 edges
6 planes
8 corners
1 middle

$$= \frac{8D^3 - 2\pi D^3 - \frac{\pi}{2} (0.732)^3 D^3}{8D^3}$$

$$= \frac{8 - 2\pi - \frac{\pi}{2} \cdot 0.732^3}{8} = \frac{1.1006}{8}$$

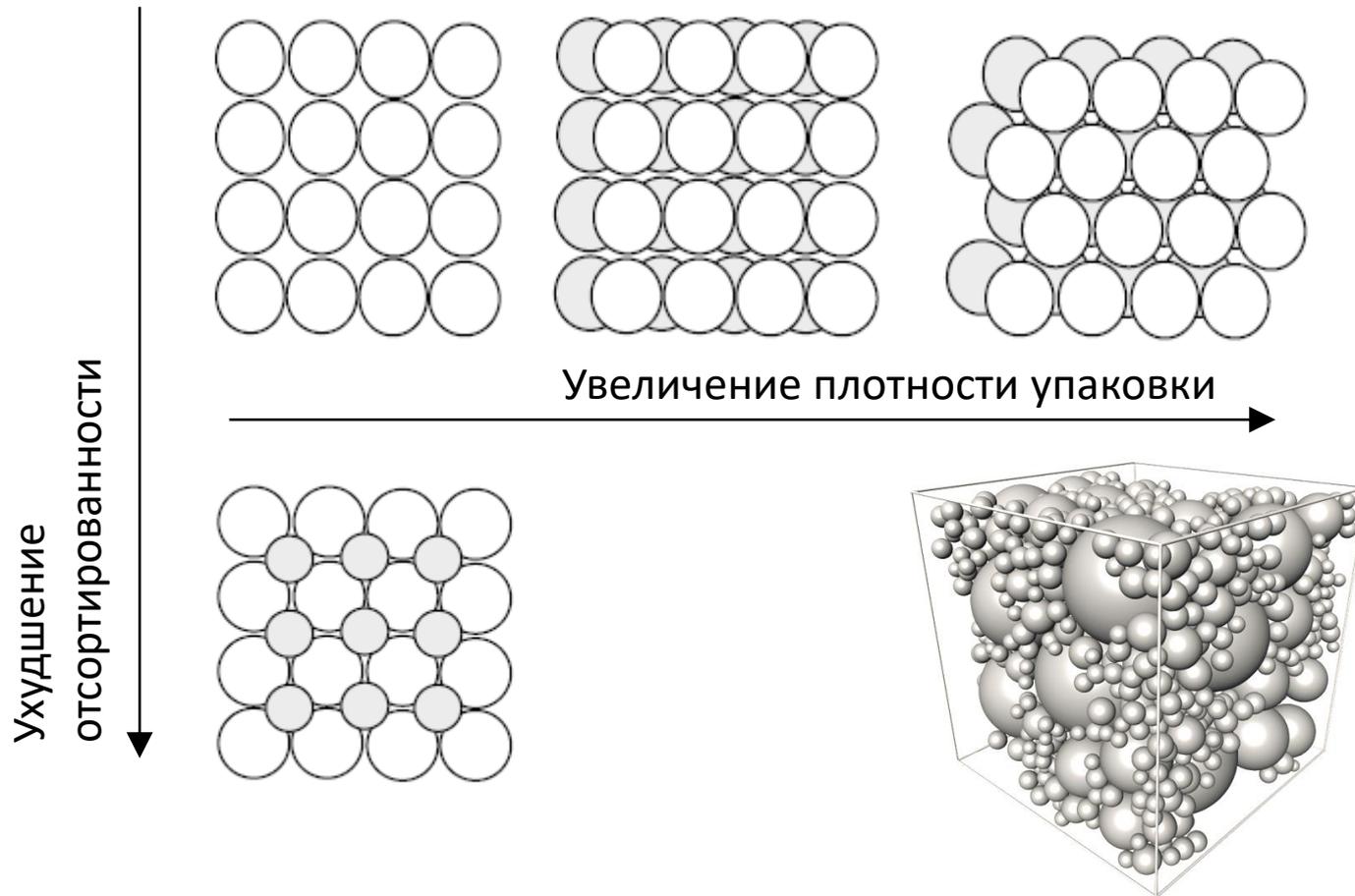
$$= \cancel{0.1375 \approx 14\%} = 1 - \pi/6 (1 + 0.732^3) \approx \mathbf{0,271}$$



Итак, после исправления четырёх ошибок видим, что пористость данной упаковки тоже не 14 %, а 27,1%.

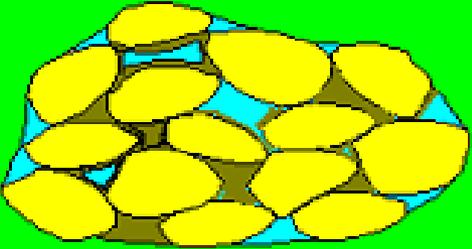
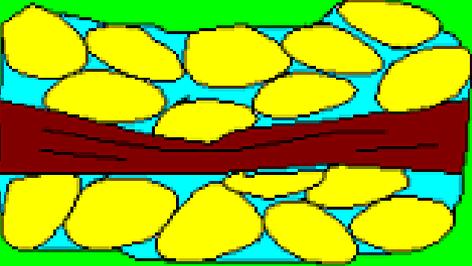
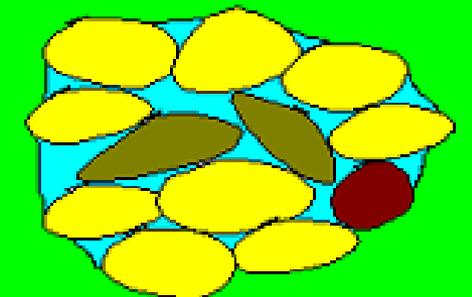
Пятая ошибка профессора – он анализировал вообще не ту упаковку, что нарисована в его методичке с подписью “Кп = 14%”. Пористость той исходной упаковки шаров двух размеров – 20,7% (слайд 48).

Два основных фактора, контролирующих величину пористости терригенных пород



Обе стрелки – в направлении ухудшения пористости (т.е. снижения)

Глинистость – третий фактор, контролирующий величину пористости

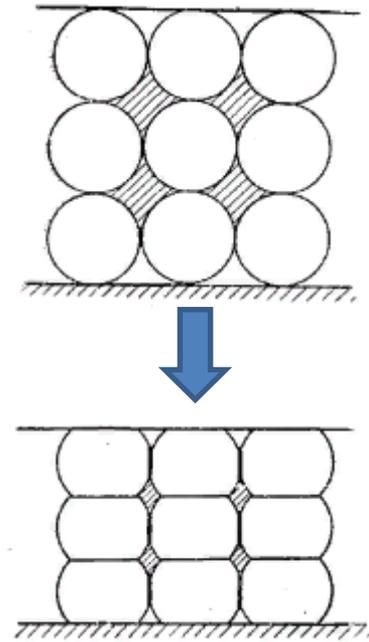
	<p>Дисперсная (рассеянная) глинистость</p>	ϕ_e	$\phi_{гл}$	Глинистые минералы	
	<p>Слоистая глинистость</p>	ϕ_e		$\phi_{гл}$	
	<p>Структурная глинистость (зёрна породы замещены глиной)</p>	ϕ_e		Глина $\phi_{гл}$	
		Зёрна кварца			
		Зёрна кварца		Глина	
		Зёрна кварца		Глина $\phi_{гл}$	

Фактор глубины залегания (горного давления)

Наблюдается *обратная корреляция* между величиной пористости горной породы и глубиной залегания пласта. Одна из причин – под воздействием возрастающего горного давления (по мере погружения пласта на глубину) постепенно происходит уплотнение **упаковки** зёрен (смена на более плотную).

Но наряду с ним может иметь место и другой эффект – **деформация** зёрен, также приводящая к уменьшению пустотного пространства. Этот второй процесс схематически представлен на примере кубической упаковки сферических зёрен (вид сбоку). В качестве упрощения здесь подразумевается, что смена упаковки на более эффективную – не происходит, а только деформация.

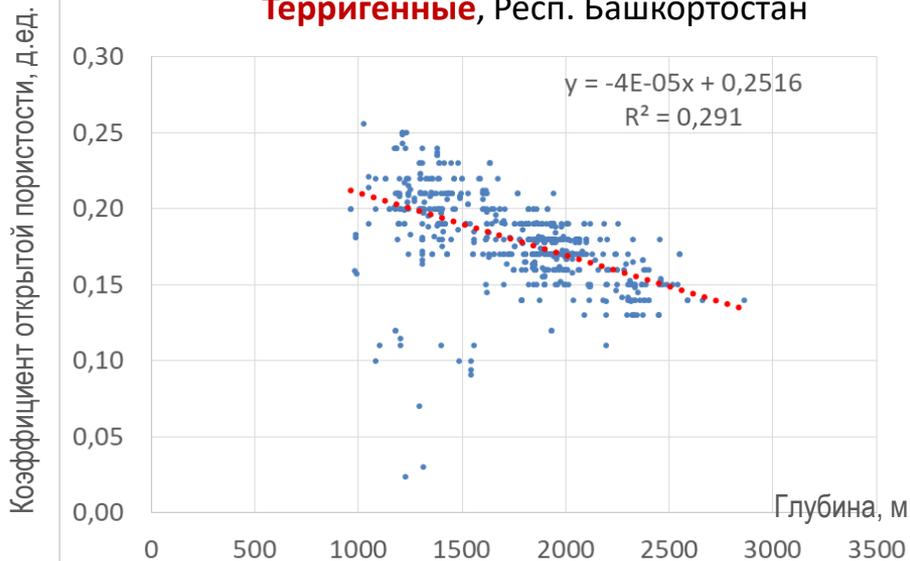
На следующем слайде представлены кросс-плоты значений коэффициента открытой пористости относительно глубины, отдельно для терригенных и карбонатных пород, по нескольким регионам России.



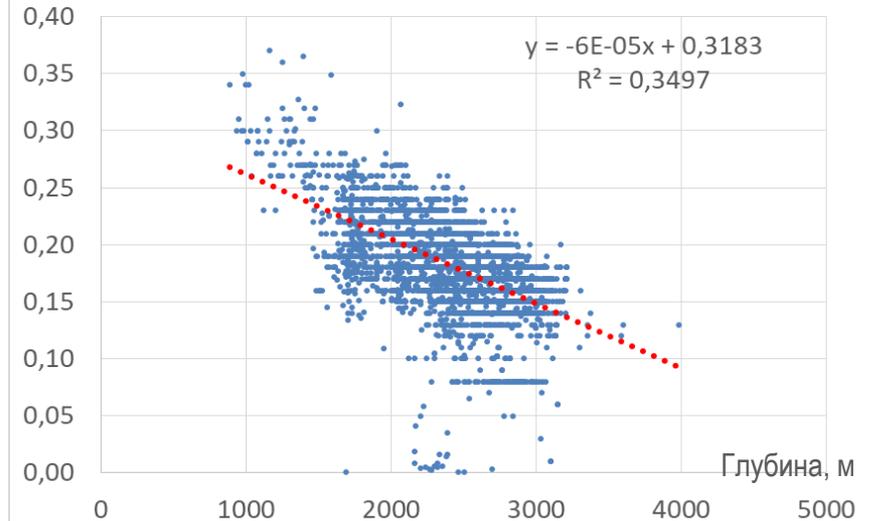
Закономерно, что карбонатные породы демонстрируют несколько более низкий коэффициент корреляции, чем терригенные. Это обусловлено тем, что часть пустотного пространства карбонатных пород представлена вторичной (в первую очередь кавернозной) пористостью, которая не зависит от геометрической упаковки и от деформации формы зёрен.

Примеры кросс-плотов «Кп – глубина»

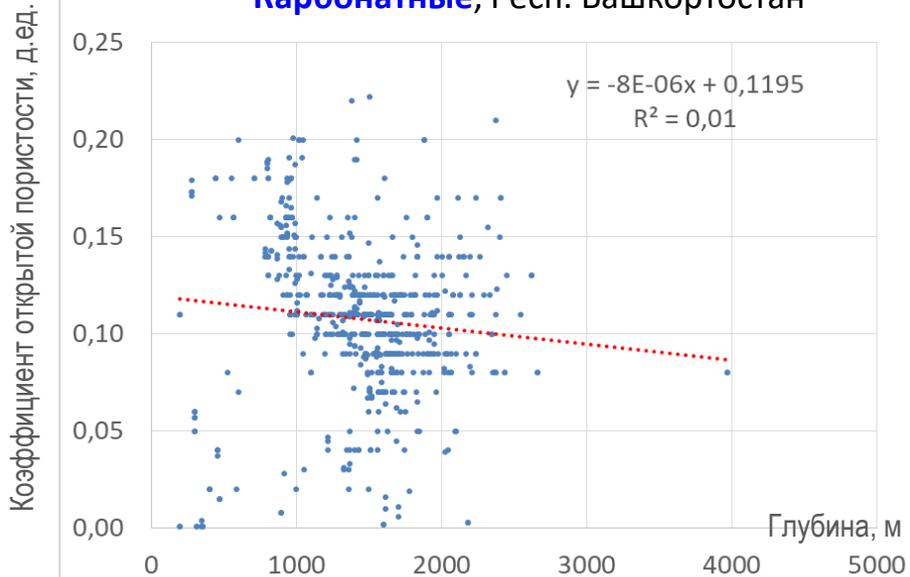
Терригенные, Респ. Башкортостан



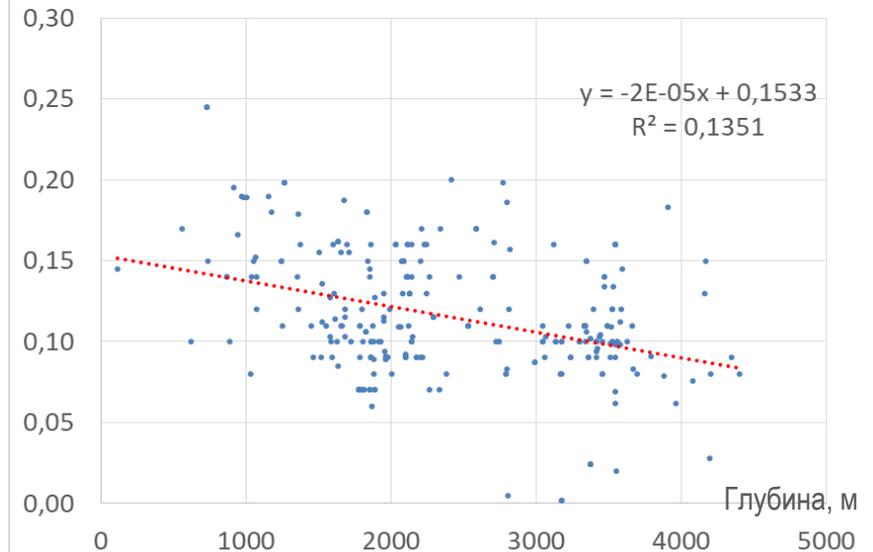
Терригенные, ХМАО



Карбонатные, Респ. Башкортостан



Карбонатные, Респ. Коми



Классификация пористости карбонатов



(Это просто для ознакомления, учить эти типы в рамках курса по НГПГ не обязательно.)

Примеры карбонатных пород

Известняк. Межзерновая Кп 0,18
(Кпр – 9 мД по воде, 17 по газу)



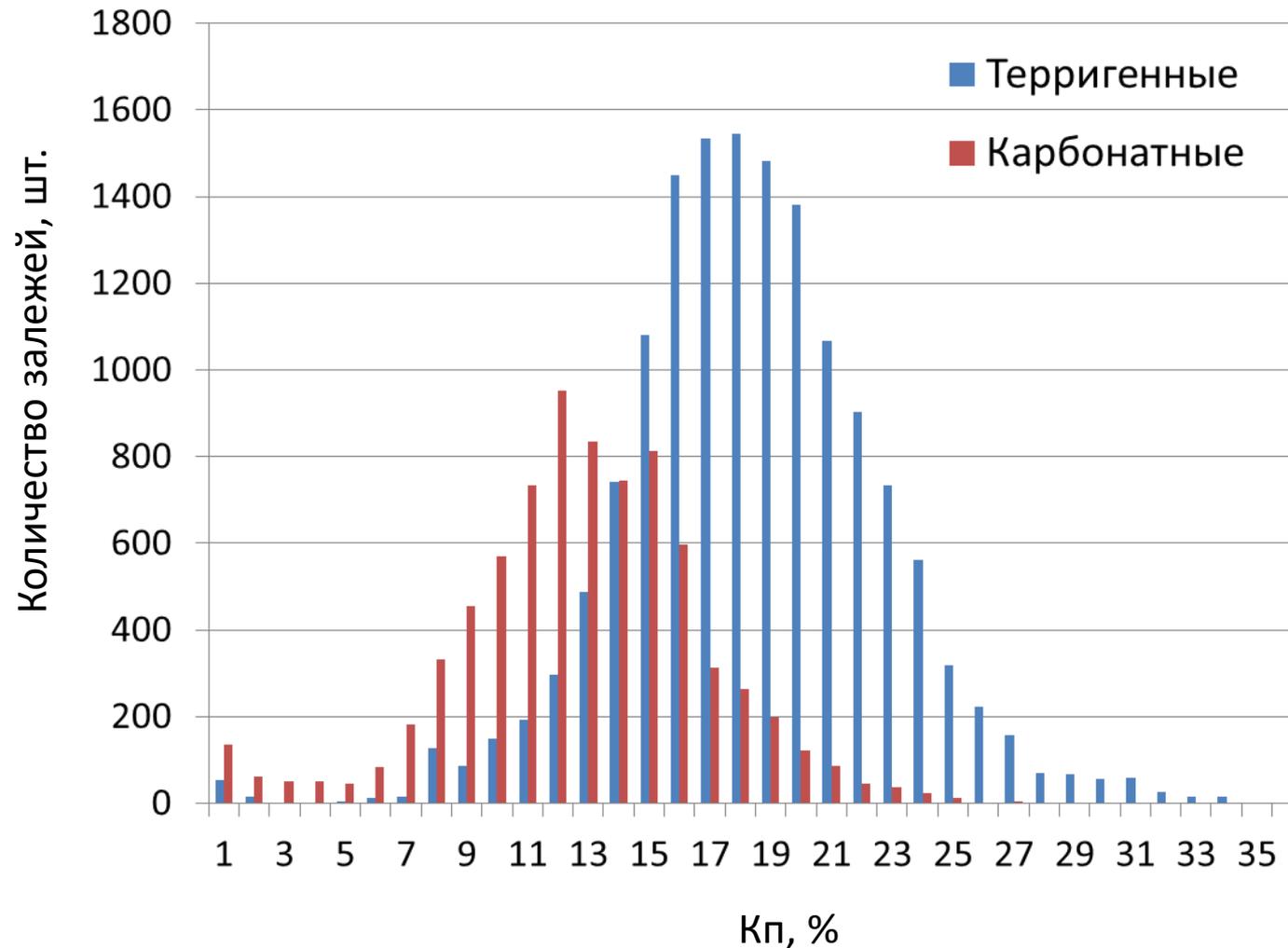
Известняк. Каверны 1,4-11 мм



Доломит. Трещина скалывания,
трещина растворения



Распределение коэффициента пористости (все залежи нефтяных месторождений РФ)



8. Геометризация залежей	2
9. Картопостроение	19
10. Немного литологии	34
11. ФЕС – коэффициент пористости	42
12. ФЕС – коэффициент проницаемости	58
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; остаточная водонасыщенность; капиллярное давление	69
14. Фазовая проницаемость	91
15. Переходная зона	104

Коэффициент проницаемости

Проницаемость – свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления.

В 1856 г французский инженер Анри Дарси экспериментальным путём открыл основной закон фильтрации жидкости через пористую среду – закон Дарси (или *линейный закон фильтрации*):



$$q_{\phi} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \cdot S$$

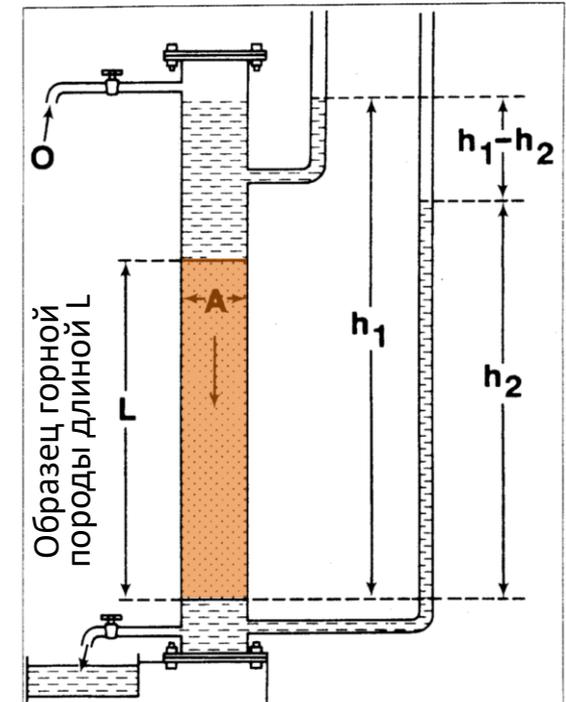
Q_{ϕ} – объемный расход флюида (дебит);

k – коэффициент проницаемости пористой среды;

μ – динамическая вязкость флюида;

$\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад давления;

L – длина образца пористой среды; S – площадь фильтрации.



В данной схеме измерения перепад давления определяется по разнице уровней жидкости

Коэффициент проницаемости измеряется в **микрометрах квадратных** (мкм^2).

Обычно пользуются «практической единицей» Дарси: $1 \text{ Д} \approx 1 \text{ мкм}^2$. ($1 \text{ Д} \approx 10^{-12} \text{ м}^2$)

Ещё чаще – миллидарси: $1 \text{ мД} \approx 10^{-3} \text{ мкм}^2 = 10^{-15} \text{ м}^2$

(Знак примерного равенства – неточность соответствия единиц: $1 \text{ МПа} = 9,87 \text{ атм} \approx 10 \text{ атм}$)

Закон Дарси в двух системах единиц

1. За единицу проницаемости в **1 Дарси** ($1 \text{ Д} = 0,9869 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью **1 см²** и длиной **1 см** при перепаде давления **1 атм** ($1 \text{ атм} = 1,033 \text{ кг/см}^2 = 101325 \text{ Па}$) расход жидкости вязкостью **1 сантипуаз** ($1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Н}\cdot\text{сек/м}^2$) составляет **1 см³/сек**:

$$Q = k \cdot \Delta P / \mu / L \cdot S$$

$$[\text{см}^3/\text{сек} = \text{Д} \cdot \text{атм} / \text{спз} / \text{см} \cdot \text{см}^2]$$

2. За единицу проницаемости в **1 м²** принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью **1 м²** и длиной **1 м** при перепаде давления **1 Па** расход жидкости вязкостью **1 Па · сек** составляет **1 м³/сек**:

$$Q = k \cdot \Delta P / \mu / L \cdot S$$

$$[\text{м}^3/\text{сек} = \text{м}^2 \cdot \text{Па} / \text{Па}\cdot\text{сек} / \text{м} \cdot \text{м}^2]$$

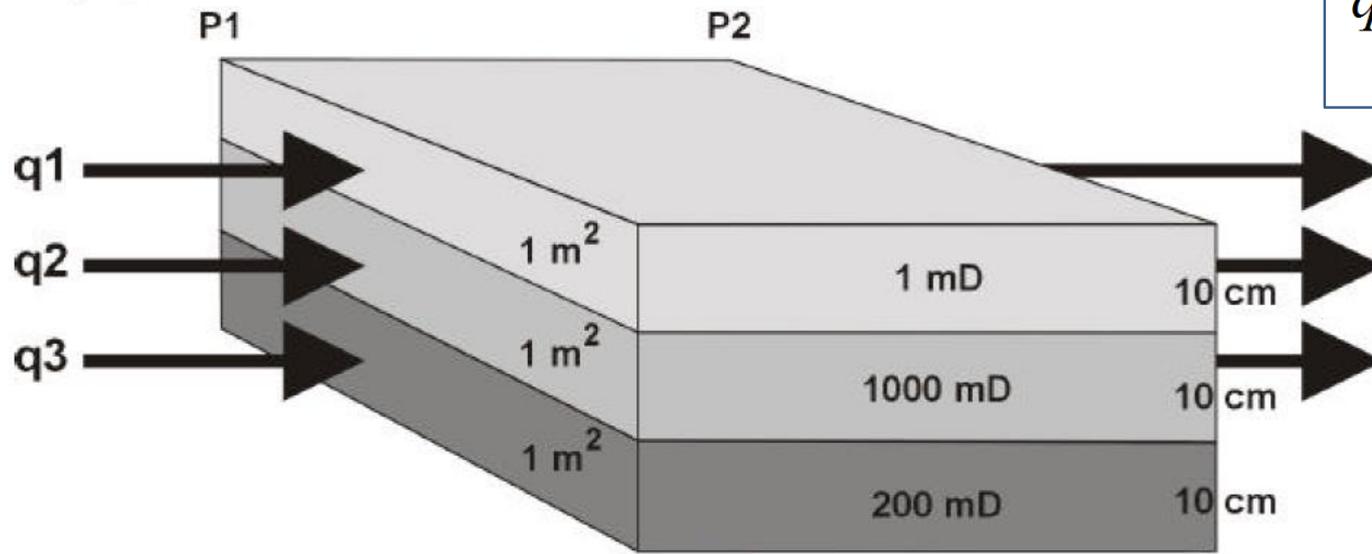
«Подбиваем баланс» двух систем единиц (пренебрегая константами 0,9869 и 1,013):

$$10^6 = 10^{12} \cdot 10^{-5} \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-2} \cdot 10^4$$

Важно понимать связь между переводными константами, они тоже сокращаются:

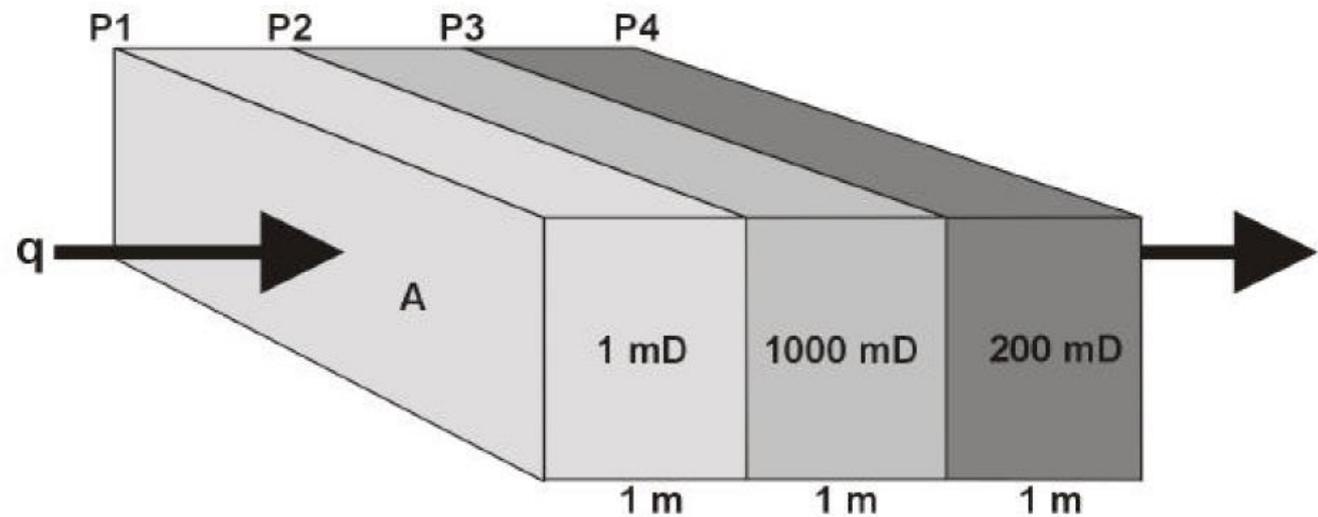
$$1 \text{ Д} = 0,9869 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2; \quad 1 \text{ атм} = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ Па} = 1/0,9869 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Проверим воображение: чему равен средний $K_{пр}$ вдоль и поперёк слоистой среды?

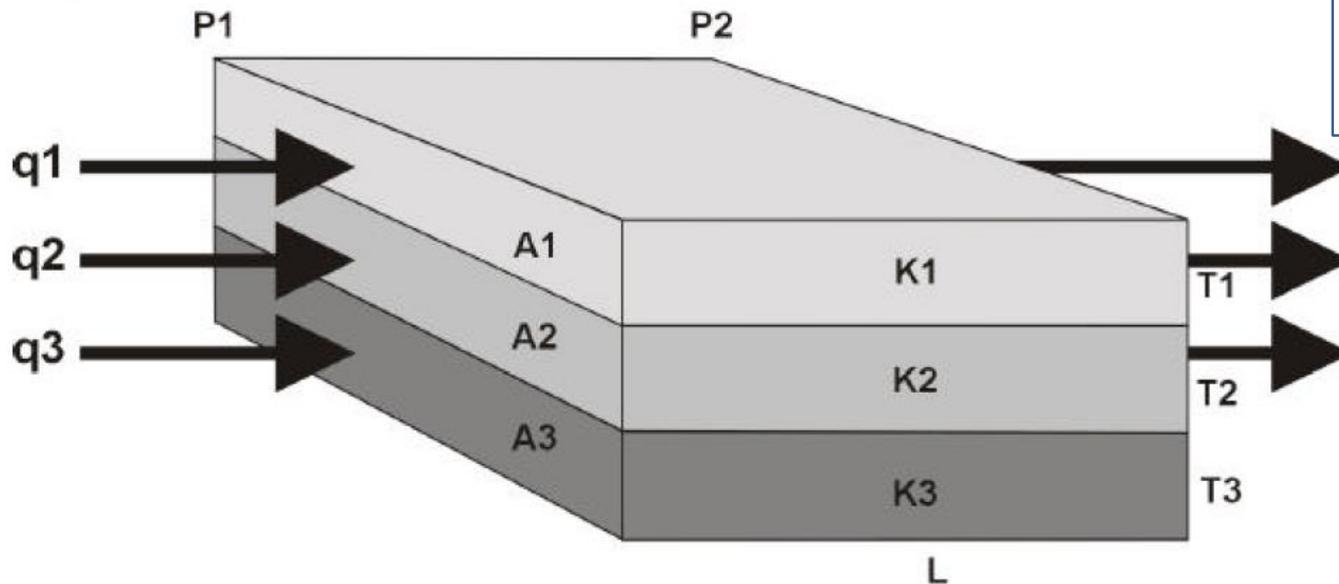


$$q_{\phi} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \cdot A$$

(A – площадь)



Осреднение проницаемости вдоль и поперёк слоистости: а) вдоль



$$q_{\phi} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \cdot A$$

(A – площадь)

A_i – площади сечения каждого прослоя;
Они пропорциональны толщинам T_i

В данном случае перепад давления одинаков для каждого слоя.

А суммарный поток равен сумме трёх потоков через слои:

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3$$

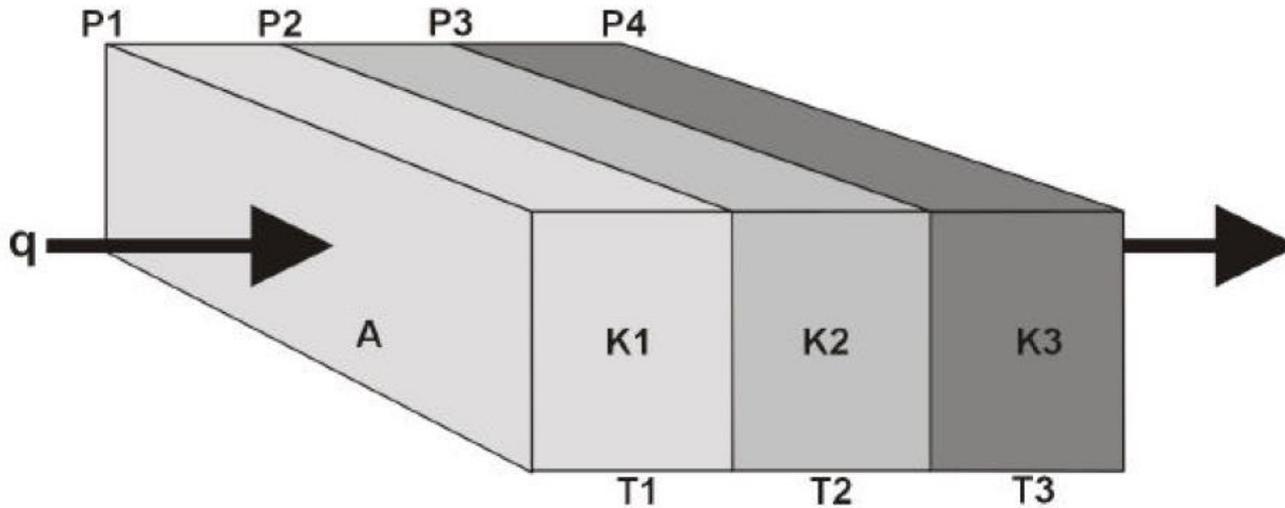
Выразим каждое из этих четырёх q через остальные параметры, по закону Дарси:

$$\frac{K A (P_{in} - P_{out})}{\mu L} = \frac{K_1 A_1 (P_{in} - P_{out})}{\mu L} + \frac{K_2 A_2 (P_{in} - P_{out})}{\mu L} + \frac{K_3 A_3 (P_{in} - P_{out})}{\mu L}$$

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n K_i A_i}{A}$$

Итак, среднее арифметическое. Точнее, средневзвешенное, с учётом толщин T_i (площадей A_i)

Осреднение проницаемости вдоль и поперёк слоистости: б) перпендикулярно



$$q_{\phi} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \cdot A$$

(A – площадь)

Здесь, наоборот, поток q через каждый элемент среды – одинаков (сколько втекает за одну секунду в каждый поперечный слой, столько и вытекает из него). Зато суммарное падение давления складывается из трёх падений давлений в каждом из слоёв:

$$(P_1 - P_4) = (P_1 - P_2) + (P_2 - P_3) + (P_3 - P_4)$$

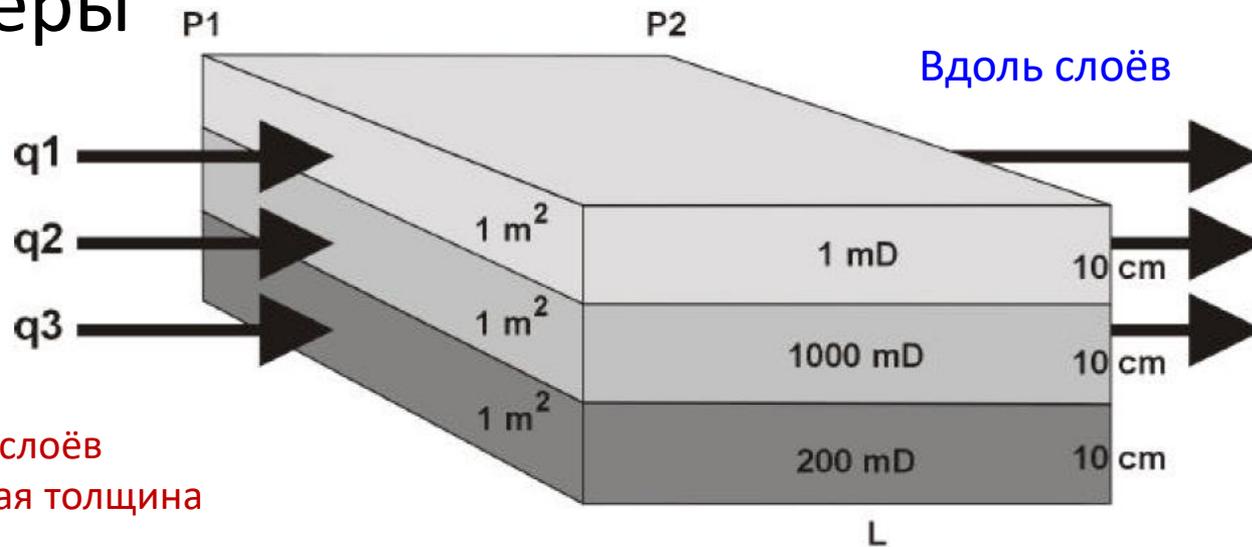
Выразим эти ΔP через остальные параметры:

$$\frac{q\mu T}{\bar{K} A} = \frac{q\mu T_1}{K_1 A} + \frac{q\mu T_2}{K_2 A} + \frac{q\mu T_3}{K_3 A}$$

$$\bar{K} = \frac{T_t}{\sum_{i=1}^n \{T_i / K_i\}}$$

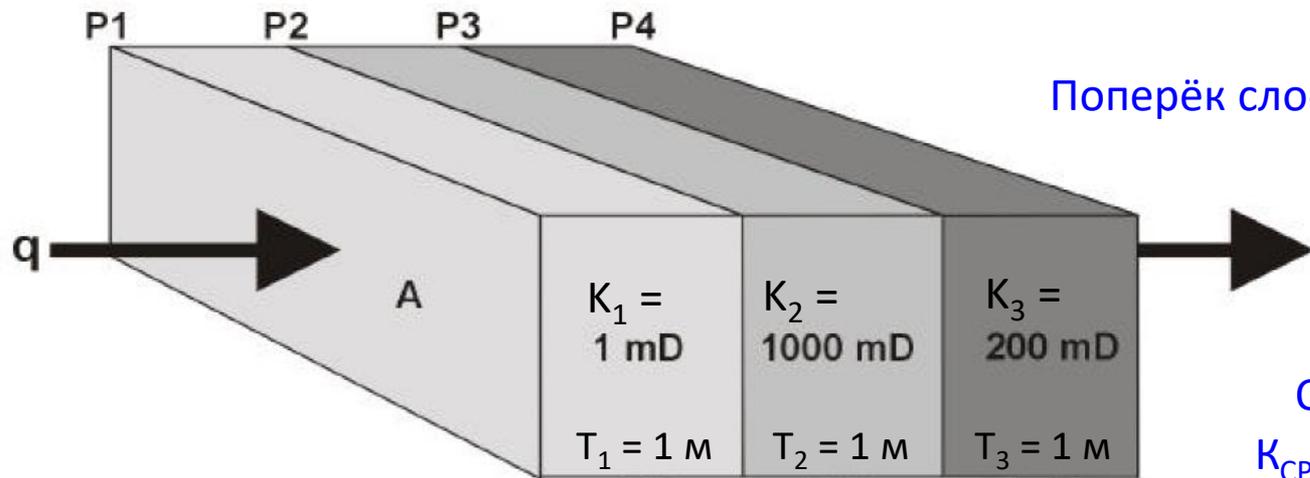
Среднее гармоническое (тоже взвешенное на толщины T_i)

Примеры



T_i – толщина слоёв
 T_t – суммарная толщина

Ответ:
 $K_{\text{СРЕДН}} \approx 400 \text{ mD}$



Ответ:
 $K_{\text{СРЕДН}} \approx 3 \text{ mD}$

Итак, проницаемость среды **вдоль слоистости** определяется **высокопроницаемыми** прослоями.
 А вот в проницаемость **поперёк слоистости** доминирующий вклад вносят **низкопроницаемые** слои.

Закон Пуазейля (и важное следствие из него)

Рассчитаем поток жидкости dQ , протекающей в трубе с радиусом R через цилиндрическое (кольцевое) сечение с радиусом r и толщиной dr , затем выполним интегрирование по всем таким концентрическим кольцам с радиусами r от 0 до R (R – радиус трубы).

$$dQ = v(r) \cdot dS = v(r) \cdot 2\pi r \cdot dr$$

Чтобы найти зависимость $v(r)$, рассмотрим цилиндр радиусом r и длиной L , расположенный симметрично осевой линии трубы.

При стационарном течении $v = \text{const} \Rightarrow$ сумма всех сил, действующих на выделенный цилиндр, равна нулю.

Имеем две силы: 1) сила, обусловленная перепадом давления ($p_1 - p_2$); 2) сила вязкого трения, действующая на боковую поверхность цилиндра радиусом r ; эта сила рассчитывается по формуле Ньютона:

$$F_{\text{тр}} = \mu \cdot |\Delta u / \Delta z| \cdot S.$$

Приравниваем эти две силы: $(p_1 - p_2) \pi \cdot r^2 = \mu \cdot |dv/dr| \cdot 2\pi r \cdot L \Rightarrow$

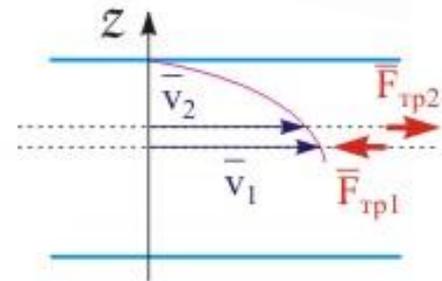
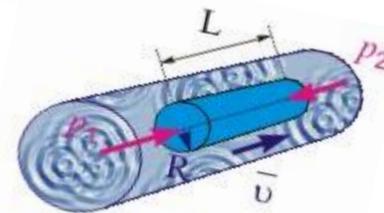
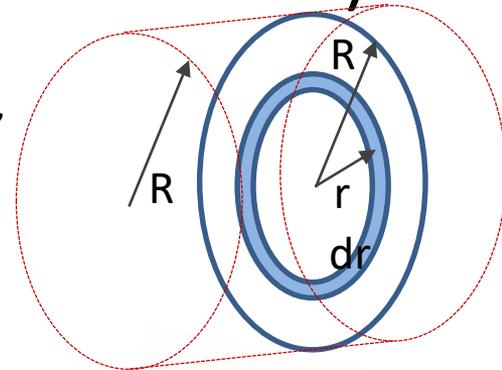
$$\Rightarrow -dv = (p_1 - p_2) \cdot r \cdot dr / (2\mu \cdot L) \Rightarrow -\int_u^0 dv = \frac{p_1 - p_2}{2\mu \cdot L} \cdot \int_r^R r dr \Rightarrow$$

$$\Rightarrow v(r) = (p_1 - p_2) \cdot (R^2 - r^2) / (4\mu \cdot L) \Rightarrow dQ = v(r) \cdot dS = (p_1 - p_2) \cdot (R^2 - r^2) / (4\mu \cdot L) \cdot 2\pi r \cdot dr \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \int_0^R dQ = (p_1 - p_2) \cdot \pi / (2\mu \cdot L) \cdot \int_0^R (R^2 - r^2) r dr \Rightarrow Q = (p_1 - p_2) \cdot \pi \cdot R^4 / (8\mu L)$$

Итак, поток через трубку пропорционален **4-й** степени радиуса.

Фильтрация жидкости в поровом пространстве происходит по системе капилляров, каждый из которых можно упрощённо представить в виде трубки определённого радиуса. ⁶⁵



Модель пучка капилляров (1/2)

А. Параллельные капилляры, $R = \text{const}$, плотность n [штук/см²]

Для каждого капилляра действует закон Пуазейля: $q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8 \mu L}$

Для совокупности n капилляров: $Q = n q = n \pi R^4 \Delta P / (8 \mu L)$

Рассчитаем пористость этой модели: $\varphi = n \pi R^2 L / (S L) = n \pi R^2$

Следовательно, $Q = \varphi R^2 \Delta P / (8 \mu L)$ (рассматриваем «единичную площадь», $S = 1$)

Сопоставим это выражение с законом Дарси: $Q = k \Delta P S / (\mu L)$

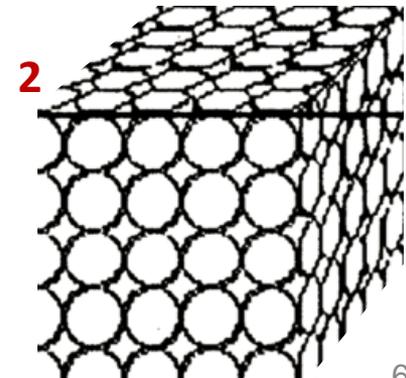
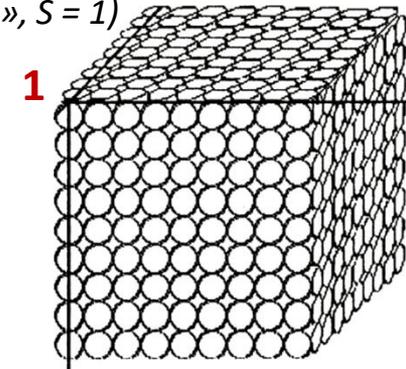
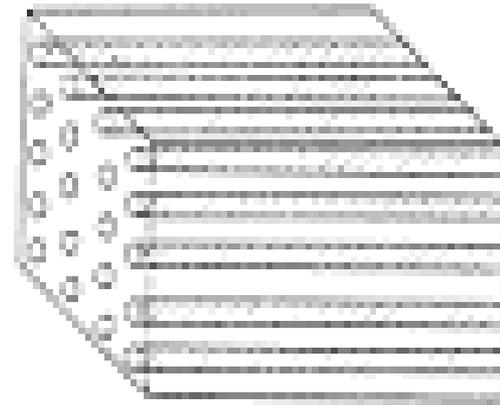
Как видим, для данной модели $k = \varphi R^2 / 8$ (т.к. $S = 1$)

Получаем оценку для среднего радиуса капилляра: $R = \sqrt{8k/\varphi}$

Итак, **проницаемость** песчаника со средним размером зёрен, к примеру, $D = 0,8$ мм при прочих равных условиях **в 4 раза** выше, чем у песчаника со средним размером зёрен $D = 0,4$ мм.

Потому что проницаемость каждого капилляра выше в 16 раз, но при этом *количество* капилляров в выбранном направлении – в 4 раза меньше. ($x \cdot 16 / 4 = 4x$)

А вот **коэффициент пористости** у этих двух песчаников может быть **одинаковым!** (И это соответствует формуле $k = \varphi \cdot R^2/8$)

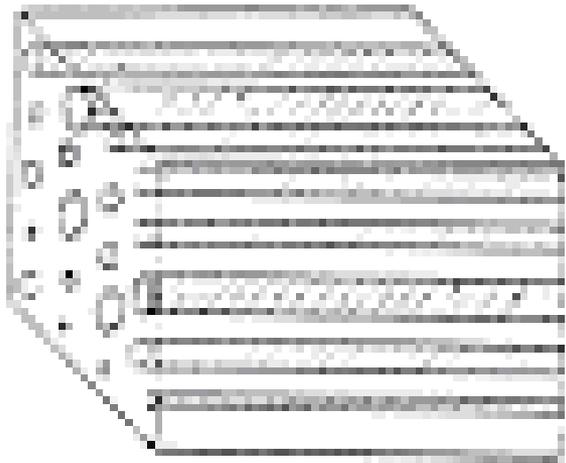


$$R_2 = 2 \cdot R_1 \quad k_2 = 4 \cdot k_1$$

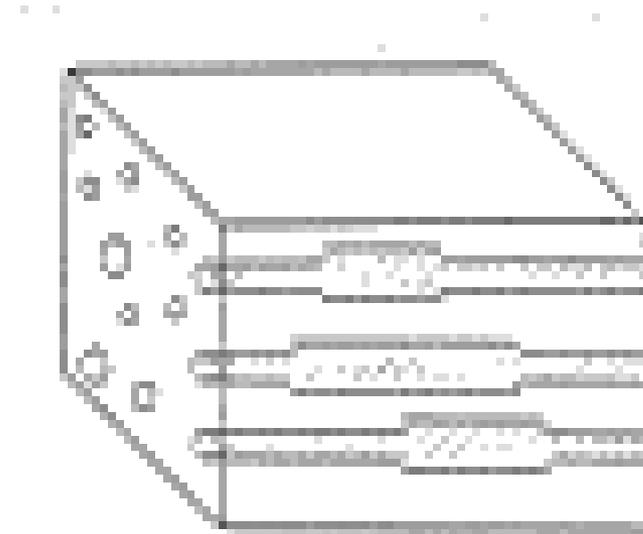
Модель пучка капилляров (2/2)

В. Радиусы характеризуются
неким распределением

(Завышенная оценка проницаемости)



С. Переменные радиусы



Главный недостаток моделей пучка капилляров:
не учитывается связанная природа порового пространства
(то, что поток флюида может разъединяться и снова соединяться).

(Иллюстрировать с помощью предельных переходов.)

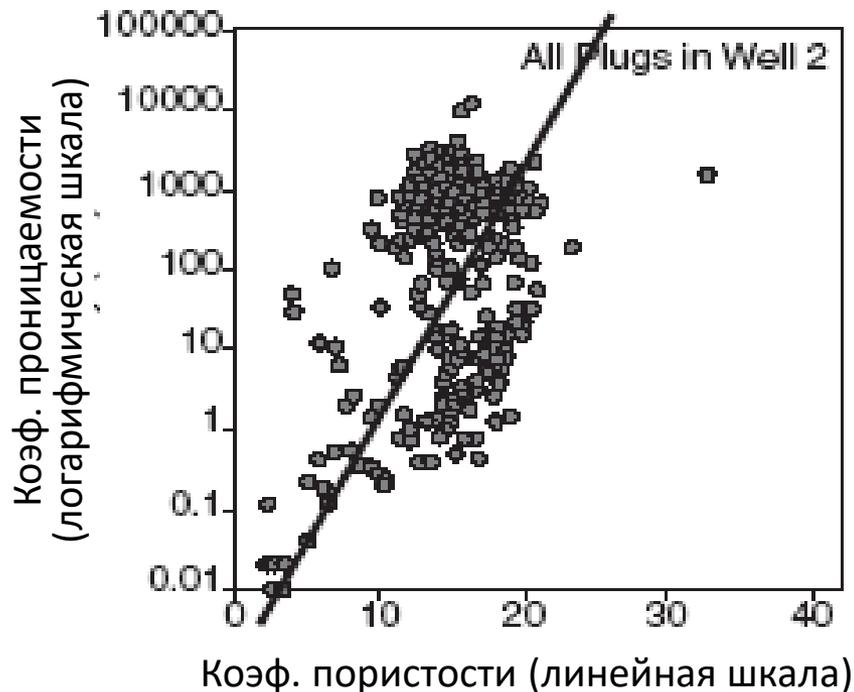
Корреляционные связи между коэффициентом проницаемости и коэффициентом пористости

Пример, рассмотренный на слайде 66, позволяет сделать важное обобщение: для хорошо отсортированного, окатанного, однородного материала проницаемость ($K_{пр}$) **не зависит** от пористости ($K_{п}$). Однако **для реальных коллекторов** – более пористые породы являются **в общем случае** и более проницаемыми. Причина этого в том, что более мелкозернистые (т.е. менее проницаемые) породы **обычно** характеризуются худшей сортированностью и поэтому имеют более низкую пористость.

В результате, как правило, имеют место корреляционные связи следующего вида:

$K_{пр} = k_1 \cdot \exp(k_2 \cdot K_{п})$, где k_1 и k_2 – некие константы, свои для каждой породы.

Соответственно, $\ln(K_{пр}) = a \cdot K_{п} + b$ (линейная зависимость на полулогарифмич. графике).



8. Геометризация залежей	2
9. Картопостроение	19
10. Немного литологии	34
11. ФЕС – коэффициент пористости	42
12. ФЕС – коэффициент проницаемости	58
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; остаточная водонасыщенность; капиллярное давление	69
14. Фазовая проницаемость	91
15. Переходная зона	104

Водо-, нефте- и газонасыщенность (K_v , K_n , K_g) (1/2)

Коэффициентом водонасыщенности (K_v) пласта называется отношение объёма содержащейся в нём воды к суммарному объёму порового пространства.

Коэффициенты нефте- и газонасыщенности имеют аналогичный смысл:

$$K_v = V_{\text{воды}}/V_{\text{пор}} ; \quad K_n = V_{\text{нефти}}/V_{\text{пор}} ; \quad K_g = V_{\text{газа}}/V_{\text{пор}} ; \quad K_v + K_n + K_g = 1.0$$

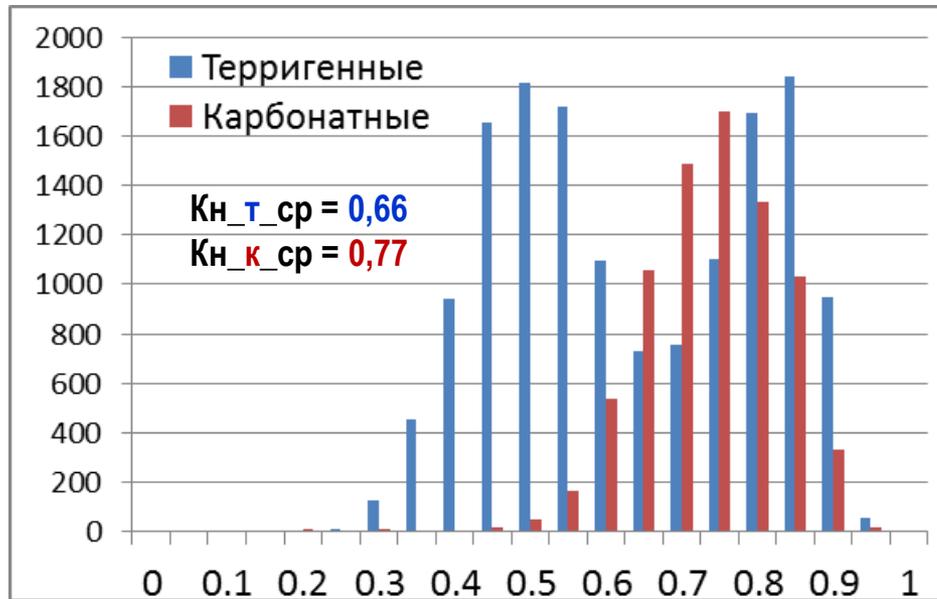
Следует иметь в виду, что если коэффициенты пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) являются **постоянными** величинами для каждого образца породы (применительно к пласту в целом следует оперировать средними величинами этих коэффициентов, но эти средние величины также являются, в первом приближении, постоянными), то **флюидонасыщение** пласта может изменяться во времени:

- 1) сначала $K_v = 1.0$;
- 2) затем в ходе миграции УВ происходит формирование залежи, в результате большая часть порового пространства оказывается занята нефтью (и/или газом);
- 3) затем в ходе разработки залежи нефть изымается из залежи (не вся, а только какая-то часть её, которую удаётся добыть), и её место в поровом пространстве залежи снова оказывается занятым водой (которая могла притечь на освободившееся место сама из водоносной части этого же пласта, а могла быть закачана в пласт через нагнетательные скважины). Кроме воды, часть объёма, исходно занимавшегося нефтью, может в ходе разработки залежи занять свободный газ. Соответствующие процессы рассматриваются в Блоке 4 курса.

Соответственно, необходимо различать **начальные** значения K_v , K_n и K_g , до начала разработки, и их **текущие** значения в произвольный момент в ходе разработки.

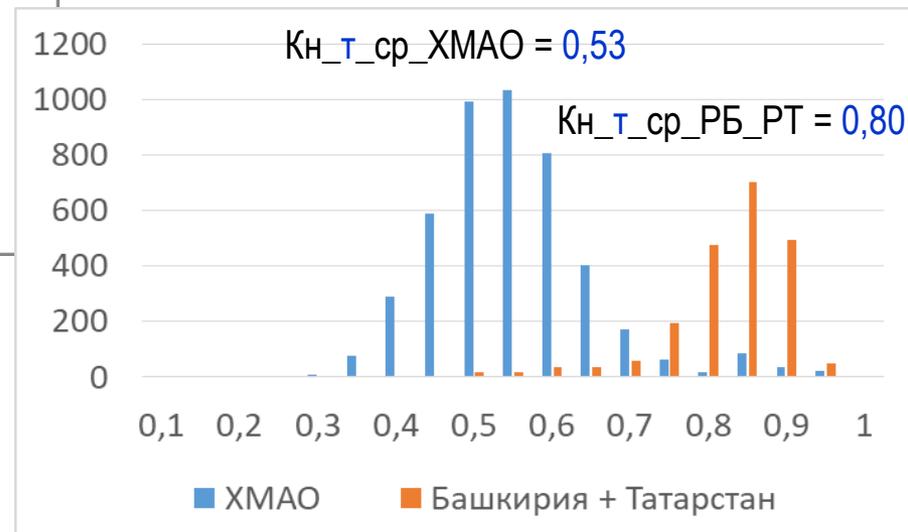
Водо-, нефте- и газонасыщенность (Кв, Кн, Кг) (2/2)

Распределение **Кн** на месторождениях РФ
(15 тыс. терригенных и 8 тыс. карбонатных залежей)



Бимодальный характер распределения K_n в терригенных коллекторах объясняется **суммированием распределений** по разным НГ-провинциям. Это проиллюстрировано на следующей диаграмме.

Распределение K_n в **терригенных** коллекторах Западной Сибири (на примере месторождений **ХМАО**) и Урало-Поволжья (на примере месторождений **Башкирии и Татарстана**)



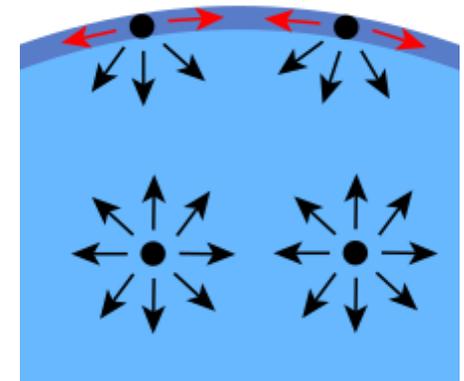
$K_{пр_ср_terr_ХМАО} \approx 70$ мД

$K_{пр_ср_terr_РБ_РТ} \approx 470$ мД

Поверхностное натяжение (1/2)



Поверхностное натяжение обусловлено силами притяжения между молекулами жидкости. На молекулу, находящуюся внутри жидкости, действуют силы притяжения со стороны других молекул, которые уравнивают друг друга. Для молекулы же, находящейся на поверхности, силы притяжения, действующие со стороны других молекул жидкости («снизу»), не уравниваются более слабыми силами притяжения со стороны молекул воздуха (внешней среды). Поэтому на молекулы поверхностного слоя жидкости действует суммарная сила притяжения, направленная внутрь жидкости. В результате поверхность раздела действует как натянутая плёнка, удерживающая поверхностные молекулы от «разбегания».



Но ведь «пытающийся утонуть» предмет **тоже** давит на эту плёнку в направлении *внутри* жидкости. Откуда же берётся сила, противодействующая его погружению?

Поверхностное натяжение (2/2)

...Дело в том, что «пытающийся утонуть» предмет пытается **растянуть** эту «плёнку» (поверхность жидкости), а плёнка оказывает сопротивление этому растягиванию.

Поверхн. натяжение имеет двойной физический смысл:

- 1) энергетический (термодинамический);
- 2) силовой (механический).

Энергетическое (термодинамическое) определение:

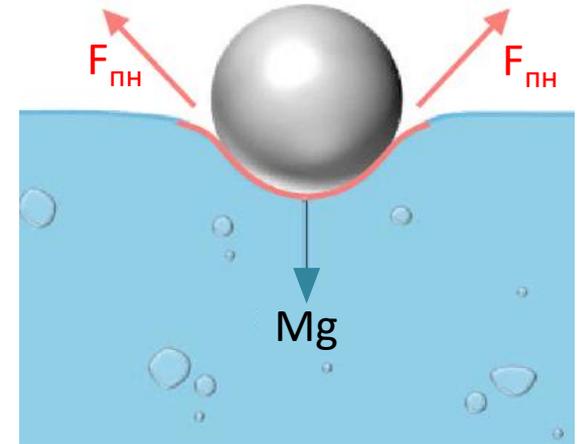
Поверхностное натяжение – это **удельная работа увеличения поверхности** при её растяжении (при условии постоянства температуры).

Силовое (механическое) определение:

Поверхностное натяжение – это **сила**, действующая на **единицу длины** линии, которая ограничивает поверхность жидкости. Эта сила направлена по касательной к поверхности жидкости, перпендикулярно к участку контура, на который она действует, и пропорциональна длине данного участка.

Коэффициент поверхностного натяжения σ (иногда используют букву γ) – сила, приходящаяся на единицу длины контура. Размерность: $[\sigma] = [\text{сила}/\text{длина}] = \text{Н}/\text{м}$.

(Для энергетического определения: $[\sigma] = [\text{работа}/\text{площадь}] = \text{Дж}/\text{м}^2 = \text{Н}\cdot\text{м}/\text{м}^2 = \text{Н}/\text{м}$).



Смачиваемость породы

Если жидкость контактирует с твёрдым телом, то возможны два варианта:

1. Молекулы жидкости притягиваются **друг к другу сильнее**, чем к молекулам твёрдого тела. В результате силы притяжения между молекулами жидкости собирают её в капельку (ртуть на стекле, вода на парафине). В этом случае говорят, что жидкость **не смачивает** поверхность.



2. Молекулы жидкости притягиваются **друг к другу слабее**, чем к молекулам твёрдого тела. В результате жидкость стремится прижаться к поверхности, расплывается по ней (ртуть на цинковой пластине, вода на чистом стекле или дереве). В этом случае говорят, что жидкость **смачивает** поверхность.



Смачиваемость – проявление взаимодействия молекул на **трёхфазной** границе твёрдой, жидкой и газообразной (или второй жидкой) фаз, способность одного из присутствующих флюидов распространяться по твёрдой поверхности (породы), как бы оттесняя другой флюид.

Классификация пород по смачиваемости:

- 1) **гидрофильные** (смачивающей фазой является **вода**);
- 2) **гидрофобные** (смачивающей фазой является **нефть**);
- 3) со смешанной смачиваемостью (тут имеются варианты).

Гидрофобизация горной породы

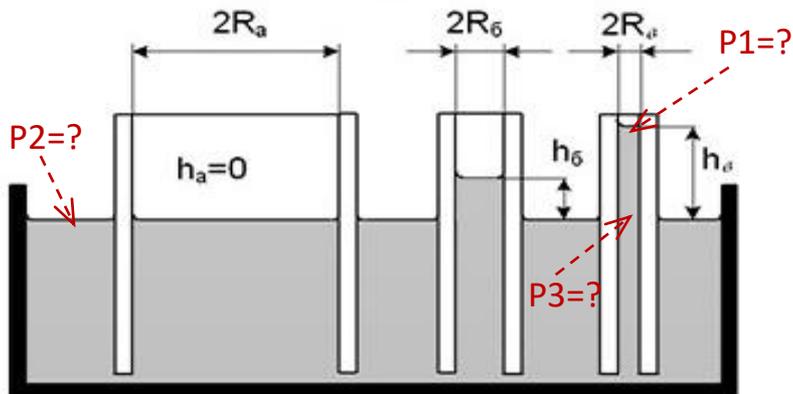
Некоторое время существовало заблуждение, что все нефтяные коллектора являются гидрофильными. Причины этого: 1) большинство коллекторов формируются в водных обстановках осадконакопления; 2) лабораторные измерения проводились после очистки керна, уничтожившей гидрофобность, в результате чего исследуемые образцы породы оказывались гидрофильными. (Т.о., наблюдения согласовывались с теоретическими представлениями.

В реальности поверхность многих пород способна *гидрофобизироваться*, пребывая в контакте с нефтью, в результате **адсорбции смол и асфальтенов** на поверхности породы.

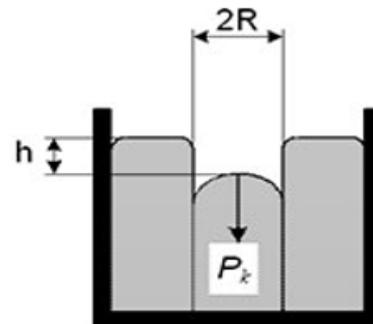
Процесс гидрофобизации зависит от следующих факторов:

- 1) содержание в нефти полярных соединений – смол и асфальтенов;
- 2) уровень карбонатности породы (в том числе наличие и количество карбонатного цемента в терригенных породах);
- 3) уровень глинистости, тип глинистых минералов, дисперсность частиц (адсорбция асфальтенов на глине в 4,5 раза меньше, чем на известняках, но благодаря своей большой удельной поверхности глина способна адсорбировать значительное количество асфальтенов);
- 4) свойства пластовой воды (минерализация, показатель pH).

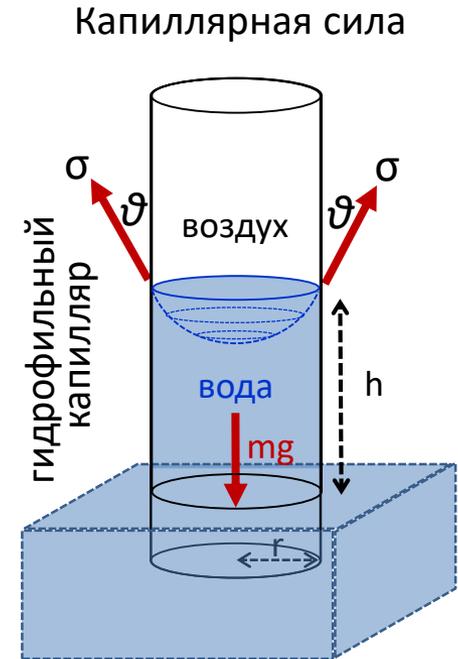
Капиллярное давление P_k



смачивающая жидкость
«карабкается» по капилляру вверх



несмачивающая
жидкость – вниз



$P_2 = 1 \text{ атм}$ (свободная поверхность воды);

$P_3 = P_2 = 1 \text{ атм}$ (сообщающиеся сосуды);

$P_1 = P_3 - \rho gh = 1 - \rho gh$. (Таким образом, давление P_1 меньше атмосферного давления!)

Капиллярное давление – разность давлений по обе стороны искривленной поверхности раздела фаз (жидкость – газ или двух жидкостей), находящейся в капилляре, обусловленная поверхностным (межфазным) натяжением.

Силы, действующие на приподнятый цилиндр воды: $F_1 = mg = \pi r^2 h \rho g$; $F_2 = (2\pi r) \sigma \cos \vartheta$.

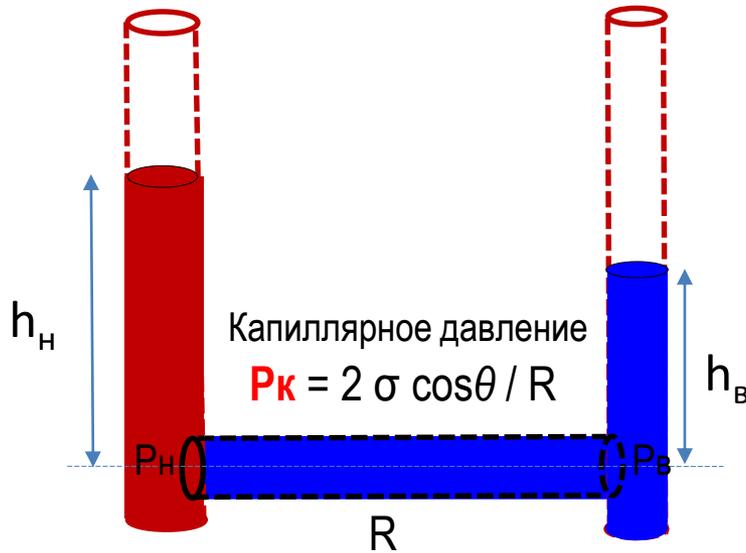
Приравнивая $F_1 = F_2$, получаем: $\rho gh = 2\sigma \cos \vartheta / r$. Это размерность давления!

Т.е. сила поверхностного натяжения в капилляре обеспечивает некоторую дельту (перепад) давления на поверхности раздела двух фаз: **$P_k = 2 \sigma \cos \vartheta / r$**

σ = коэф. пов. натяжения [Н/м]; r = радиус порового канала; ϑ = угол смачивания; ρ = плотность.

Рассмотрим гидрофильный капилляр, из которого нефть пытается вытеснить воду (за счёт того, что $P_H > P_B$)

Для этого нефть должна **преодолеть** «сопротивление» капиллярного давления, которое позволяет воде «цепляться» за горизонтальный капилляр.



Давление «на входе»

$$P_H = P_{\text{атм}} + \rho_H g h_H$$

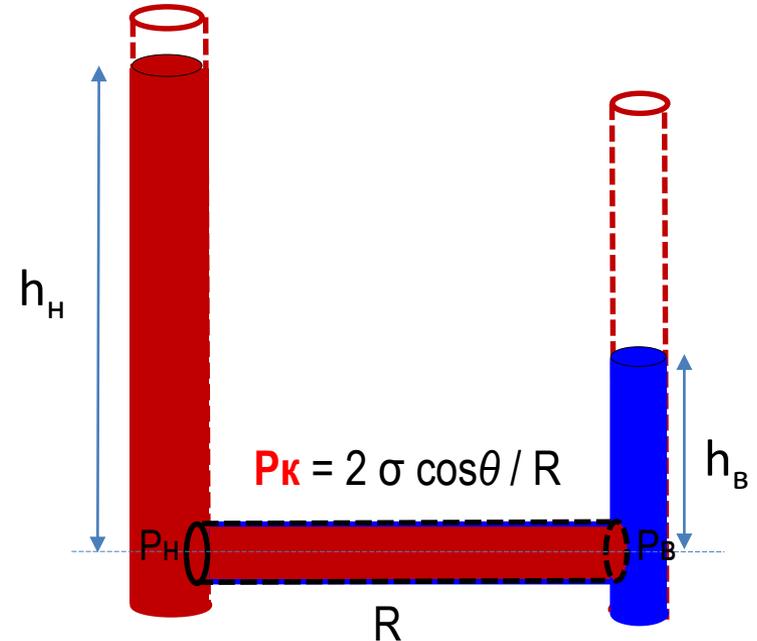
Давление «на выходе»

$$P_B = P_{\text{атм}} + \rho_B g h_B$$

Депрессия $\Delta P = P_H - P_B = g(\rho_H h_H - \rho_B h_B)$

$$\Delta P < P_K \quad \Rightarrow \quad \text{нефть не вытесняет воду}$$

«Сопротивление» капиллярного давления позволяет воде удержаться



$$P_H = P_{\text{атм}} + \rho_H g h_H$$

$$P_B = P_{\text{атм}} + \rho_B g h_B$$

$$\Delta P = P_H - P_B = g(\rho_H h_H - \rho_B h_B)$$

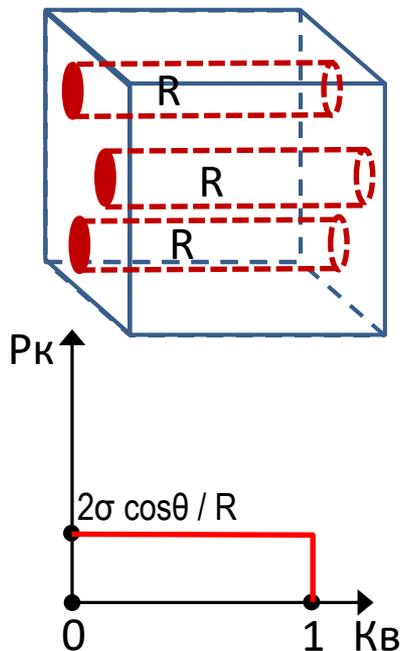
$$\Delta P > P_K \quad \Rightarrow \quad \text{нефть вытесняет воду}$$

«Сопротивление» капиллярного давления преодолено

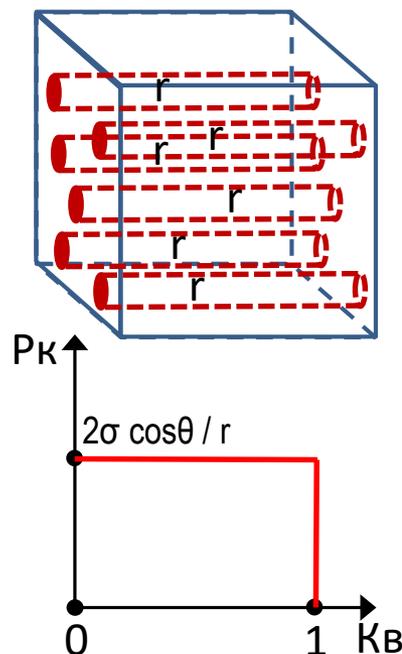
Графики зависимости K_v от P_k ($P_k = P_n - P_v$) для идеализированных моделей породы с системами параллельных капилляров (1/2)

[«Обычно» варьируемый параметр соответствует оси абсцисс, а функция – оси ординат, но кривые P_k – исключение: здесь мы регулируем именно P_k , а измеряем – K_v .]

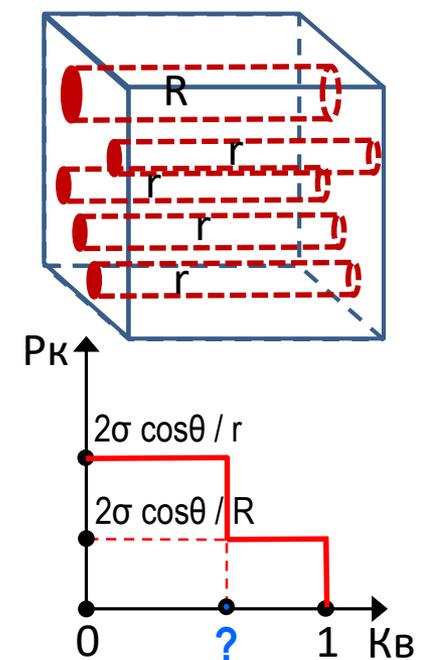
1. Система параллельных капилляров с радиусом R



2. Система параллельных капилляров с радиусом r



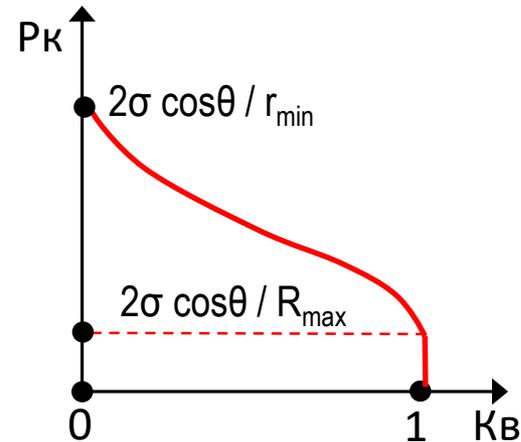
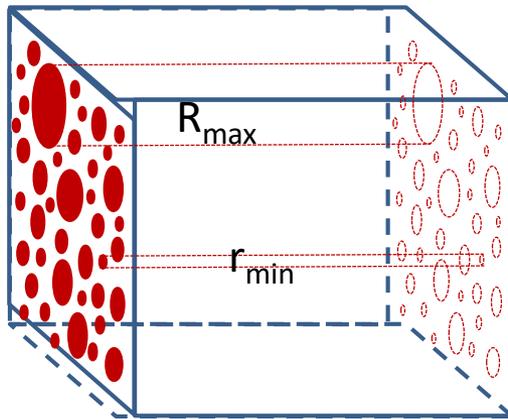
3. Система параллельных капилляров радиусов R и r



Начинаем в точке $P_k = 0$, что в гидрофильных коллекторах соответствует $K_v = 1.0$. Повышаем давление нефти (P_k растёт). Пока не окажется достигнутым пороговое значение P_k , соответствующее радиусу самых широких каналов, вытеснения не происходит. При достижении этого порогового значения – нефть скачкообразно вытесняет воду из группы каналов данного радиуса.

Графики зависимости K_v от P_k ($P_k = P_n - P_v$) для идеализированных моделей породы с системами параллельных капилляров (2/2)

4. Система параллельных капилляров с распределением радиусов



Повышаем давление нефти (P_k растёт). Пока не окажется достигнутым пороговое значение P_k , соответствующее радиусу самых широких каналов, вытеснения не происходит. При достижении этого порогового значения – нефть скачкообразно вытесняет воду из группы каналов данного радиуса.

Если модель состоит из дискретного набора R_1, R_2, R_N , то получается ступенчатая функция. При большом N она становится плавной.

В рамках данной модели (параллельного пучка капилляров) достигается **полное** вытеснение воды нефтью, поэтому крайняя левая точка капиллярной кривой соответствует $K_v = 0$ (во всех 4 рассмотренных примерах). В реальности, однако, для каждой породы существует некое значение *минимальной* K_v (слайд 81).

Дренирование и пропитка.

Роль капиллярного давления в вытеснении

Дренирование (дренаж) – вытеснение смачивающего флюида **несмачивающим** (под действием градиента давления).

Пропитка – вытеснение несмачивающего флюида **смачивающим**.

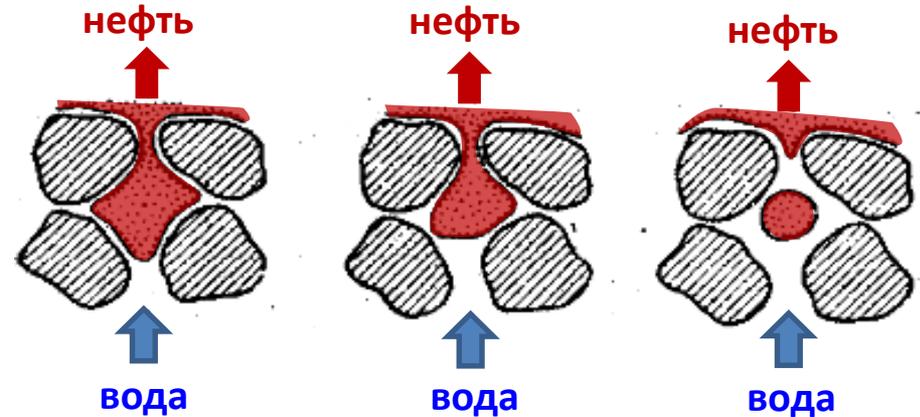
Соответственно, для **гидрофильной** породы дренаж — это вытеснение воды нефтью, а пропитка — вытеснение нефти водой.

В случае же **гидрофобной** породы, смачиваемой нефтью, процесс вытеснения воды нефтью является пропиткой, а процесс вытеснения нефти водой — дренажем.

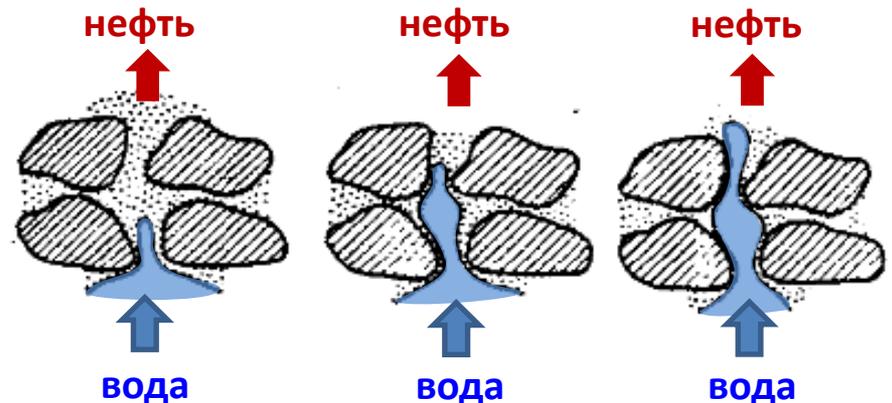


Капиллярное давление «помогает» смачивающей фазе

Вытеснение нефти водой в **гидрофильном** пласте:



Вытеснение нефти водой в **гидрофобном** пласте:



Остаточная водонасыщенность (Кво)

Остаточная вода – *свободная* или *связанная* вода, локально сохранившаяся в поровом пространстве коллектора после того, как он был заполнен нефтью (или газом) при формировании залежи. Коэффициент остаточной водонасыщенности Кво – доля остаточной воды в поровом пространстве.

Или, что то же самое, начальное (до начала разработки) значение Кв залежи.

Остаточная вода подразделяется (упрощённо) на следующие составляющие:

- 1) **физически связанная вода** – покрывает поверхность зёрен гидрофильной породы;
- 2) **капиллярно-связанная вода** – вода, находящаяся в настолько узких капиллярах, что нефть (или газ) не может вытеснить её из них при реально существующих в залежи перепадах давления;
- 3) **свободная вода** – находится в более крупных капиллярах, участвует в фильтрации.

Физически и капиллярно связанная вода сохраняется в породе в том числе при весьма высоких значениях капиллярного давления. (Именно поэтому кривые капиллярного давления $P_k(K_v)$ на слайде 85 не доходят до $K_v = 0$.)

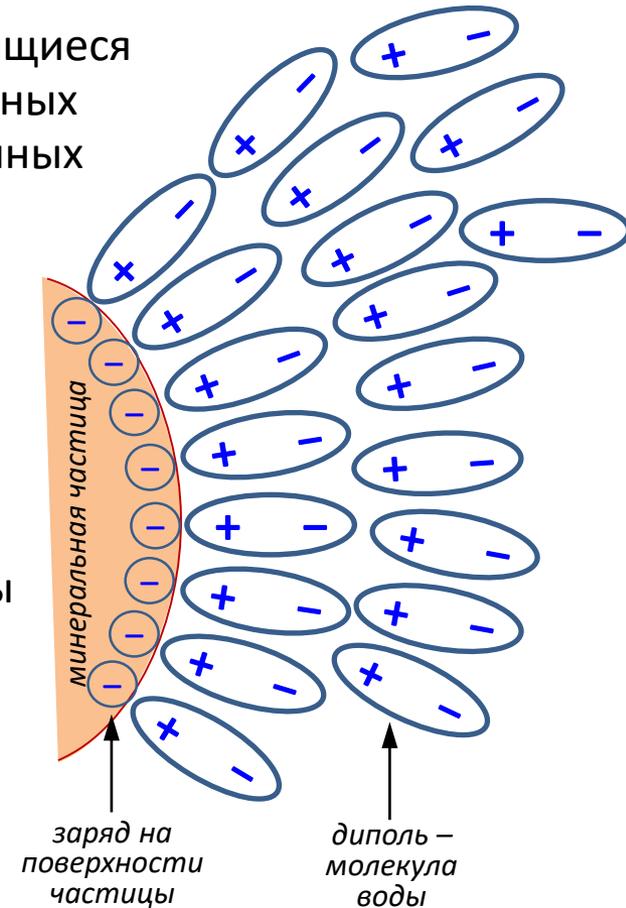
[Существует ряд смежных терминов: *остаточная, связанная, критическая, неснижаемая водонасыщенность; водоудерживающая способность.*

Мы вернёмся к этому вопросу после ознакомления с фазовыми проницаемостями и понятием переходной зоны, слайды 115-116.]

Подробнее о физически связанной воде (1/2)

Физически связанная вода – слои поровой влаги, находящиеся под воздействием поверхностных сил твердых минеральных частиц породы. Твердые частицы, состоящие из тех или иных минералов, имеют на поверхности заряд статического электричества, чаще всего отрицательный.

Молекулы воды, являясь диполями, попадая в поле заряда частицы грунта, ориентируются определенным образом и притягиваются к поверхности этой частицы. В результате поверхность твердой частицы покрывается монослоем молекул воды. Этот первый слой молекул воды, адсорбированных на поверхности твердой частицы с её наружной стороны, будет иметь заряд, аналогичный заряду поверхности твердой частицы, и, следовательно, станет воздействовать на близко расположенные другие молекулы воды. Таким образом возникают достаточно стройные цепочки молекул воды.



Связывание воды гидрофильной поверхностью происходит за счет уменьшения поверхностной энергии системы, что сопровождается выделением теплоты смачивания, частичной потерей подвижности молекул воды.

Доля связанной воды в поровом объёме тем выше, чем **больше** площадь поверхности минеральных частиц. И, соответственно, чем **меньше** средний размер зёрен.

Подробнее о физически связанной воде (2/2)

Связанную воду принято условно разделять на два слоя:

- 1) **прочносвязанная вода** (адсорбционный слой);
- 2) **рыхлосвязанная вода** (диффузный слой).

Прочносвязанная вода, слой которой состоит из одного или нескольких слоёв молекул воды, обладает свойствами, существенно отличающимися от свойств свободной воды. По свойствам она скорее соответствует твёрдому, а не жидкому телу. Она не отделяется от твёрдых частиц при воздействии сил, в тысячи раз превышающих силу земного притяжения, характеризуется повышенными плотностью (до $1,7 \text{ г/см}^3$) и вязкостью, пониженной температурой замерзания (до $-80 \text{ }^\circ\text{C}$), неспособностью растворять соли.

Рыхлосвязанная вода представляет собой диффузный переходный слой от прочносвязанной воды к **свободной воде** (свободной от взаимодействия с твёрдыми частицами). Она обладает свойствами прочносвязанной воды, однако они выражены слабее (взаимодействие резко ослабевает с расстоянием).

Крайнов и др., 1992: Толщина диффузного слоя варьируется в диапазоне «0,001 – 0,010 мкм; возможно, до **0,100 мкм**».

Карцев, 1972: Толщина слоя связанной воды «может достигать нескольких сот диаметров молекулы воды». (Т.е. **$N \cdot 0,028 \text{ мкм}$** , что согласуется с верхним пределом 0,1 мкм, указанным в монографии С.Р. Крайнова с соавторами.)

Б.И. Далматов. Механика грунтов, основания и фундаменты (1988), стр. 14.

С.Р. Крайнов и др. Геохимия подземных вод (1992), стр. 25.

А.А. Карцев. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений (1972), стр. 13.

К вопросу о толщине слоя связанной воды



В этом же учебнике С.Р. Крайнова с соавторами, а также в целом ряде учебников по гидрогеологии приводится вот такая схема, на которой толщина слоя связанной воды указана как “ $< 0,5 \text{ мкм}$ ”.

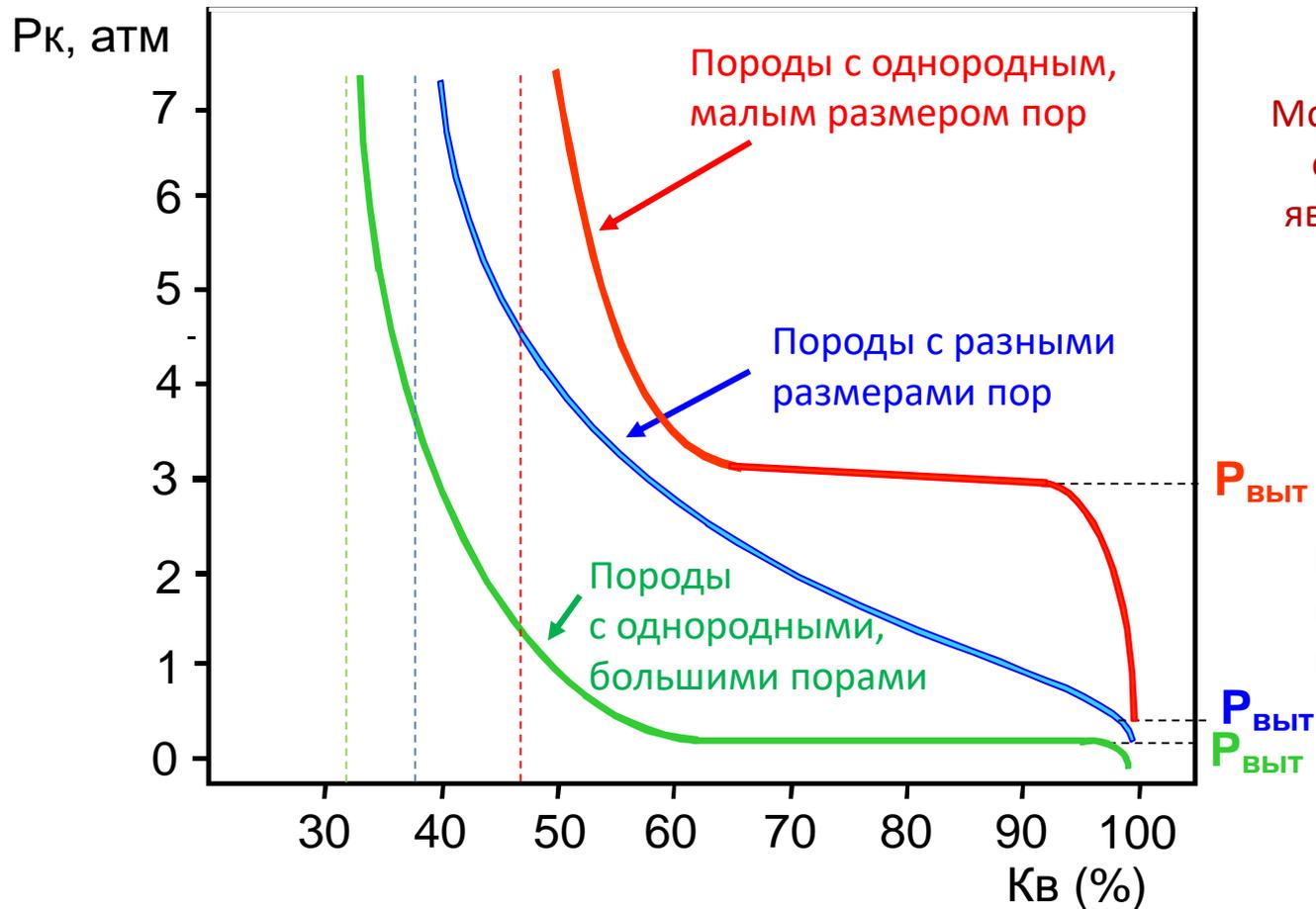
В первоисточнике (Цытович, 1983) говорится, что электромолекулярные силы взаимодействия быстро убывают по мере удаления от поверхности твёрдых частиц и на расстоянии, равном примерно $0,5 \text{ мкм}$, становятся близкими к нулю. В его же учебнике 1963 года: «... и на расстоянии порядка десятых долей микрона приобретает ничтожно малую величину».

Таким образом, $0,5 \text{ мкм}$ указаны на данной схеме не в качестве типичного значения, а в качестве потенциальной **максимальной** толщины слоя физически связанной воды. Реальные же значения в большинстве случаев составляют порядка $0,1 \text{ мкм}$.

С.Р. Крайнов и др. Геохимия подземных вод (1992), стр. 22.
 Н.А. Цытович. Механика грунтов Краткий курс (1983), стр. 14.
 Н.А. Цытович. Механика грунтов (1963), стр. 47.

Кривые капиллярного давления $K_v(P_k)$

Зависимость вида функции $K_v(P_k)$ от распределения диаметров пор
(измерения на керне, на примере трёх гидрофильных пород)



Можно ли по этим графикам определить, что породы являются гидрофильными?

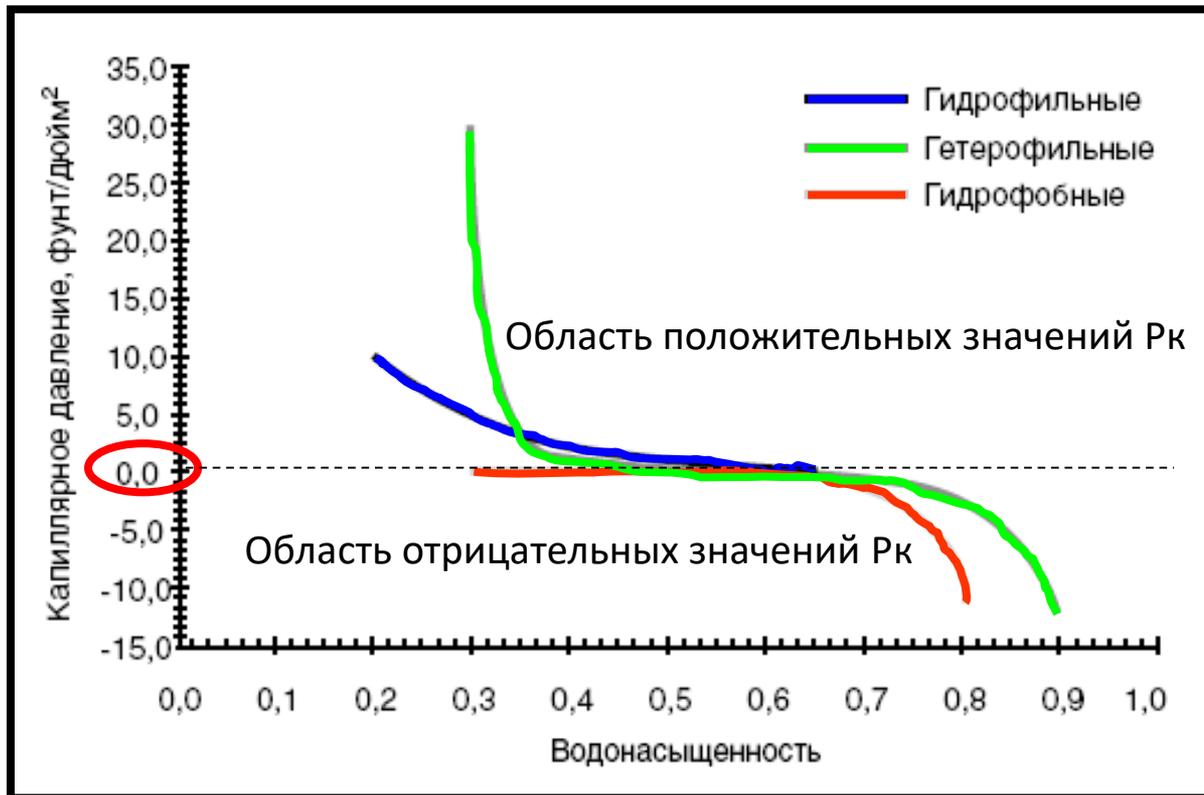
$$P_k = P_n - P_v$$

$P_{к\text{ выт}}$ – та величина P_k , по достижении которой начинается вытеснение

Пунктирные вертикальные линии – предельное насыщение (неснижаемая водонасыщенность)

Капиллярное давление может быть меньше нуля

Чтобы вытеснить нефть из **гидрофобного** капилляра, воде необходимо находиться под более высоким давлением, чем вытесняемая нефть. Соответственно, $P_w > P_n$. Следовательно, $P_k < 0$ (т.к. $P_k = P_n - P_w$).



[Примечание: можно заметить, что минимальный K_v у гидрофильного образца здесь ниже, чем у гидрофобного, а это противоречит второму критерию на слайде 97. По-видимому, в данном случае гидрофильный образец просто характеризуется более высокой проницаемостью, чем другие два. При прочих же равных условиях критерий работает.]

Гетерофильная порода — это порода, которая имеет **неоднородную смачиваемость**, то есть одна часть поверхностных поровых каналов гидрофильная, а другая — гидрофобная, и они смачиваются пластовыми флюидами по-разному.

Следует упомянуть распространённую **ошибку**: « $P_k = P_{\text{несмачивающей фазы}} - P_{\text{смачивающей фазы}}$ ». Нет! Верное определение:

$$P_k = P_n - P_w.$$

Оно относится и к гидрофильным, и к гидрофобным коллекторам.

Эффект гистерезиса капиллярного давления



В гидрофильной породе вода имеет преимущество в тонких капиллярах, а нефть — в широких. Но как те, так и другие на ранних стадиях вытеснения **не в полной мере «доступны»** для вытесняющего флюида. Это порождает эффект гистерезиса. Гистерезис — «отставание» процесса вытеснения от той **«теоретической» траектории**, которая имела бы место для породы с таким же распределением пор по радиусам, но при условии, что каждый капилляр был бы в любой момент времени *доступен* для вытесняющего флюида (модель пучка параллельных капилляров с различными, но постоянными радиусами).

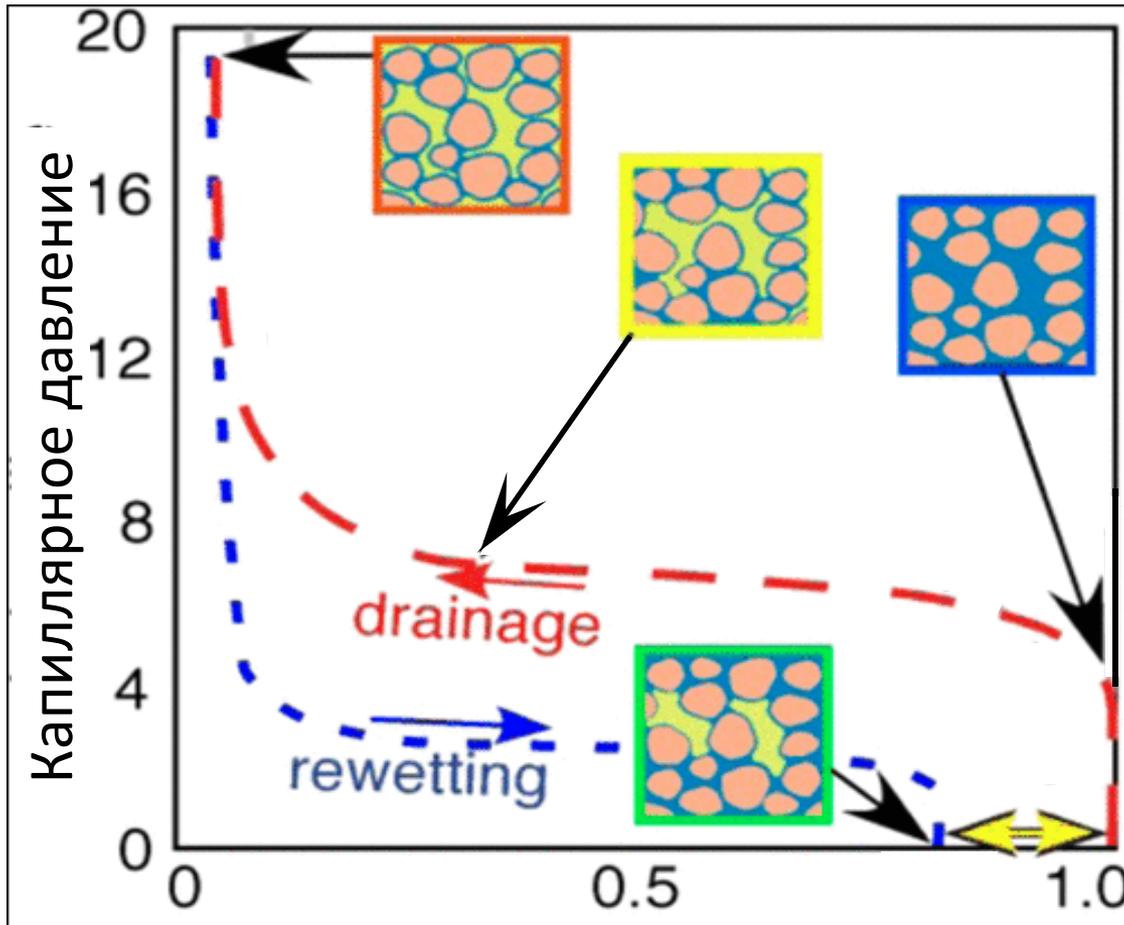
[Наличие в данном примере отрицательных значений P_k указывают на наличие гидрофобных капилляров: они заполняются водой при $P_k < 0$ (т.е. при $P_{воды} > P_{нефти}$). Следовательно, данная порода характеризуется **смешанной** смачиваемостью. Но эффект гистерезиса имеет место и для полностью гидрофильных, и для гидрофобных коллекторов.]

(psi — фунт на квадратный дюйм,
1 psi \approx 6895 Па \approx 0,069 атм)

Визуализация вытеснения (гидрофильный коллектор)

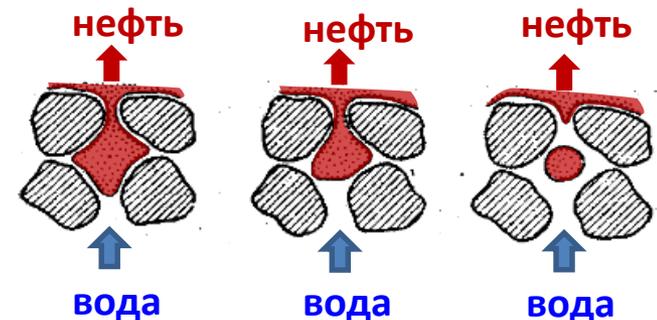
Рассмотрим гидрофильный водонасыщенный образец, $K_v = 100\%$, находящийся в контакте с водой и нефтью. Начнём повышать P_k и постепенно вытесним нефтью почти всю воду, до неснижаемой водонасыщенности $K_v = 5\%$. Это процесс **дренажа** (верхняя кривая на графике).

После этого начнём снова снижать P_k , позволив воде впитываться в образец под действием

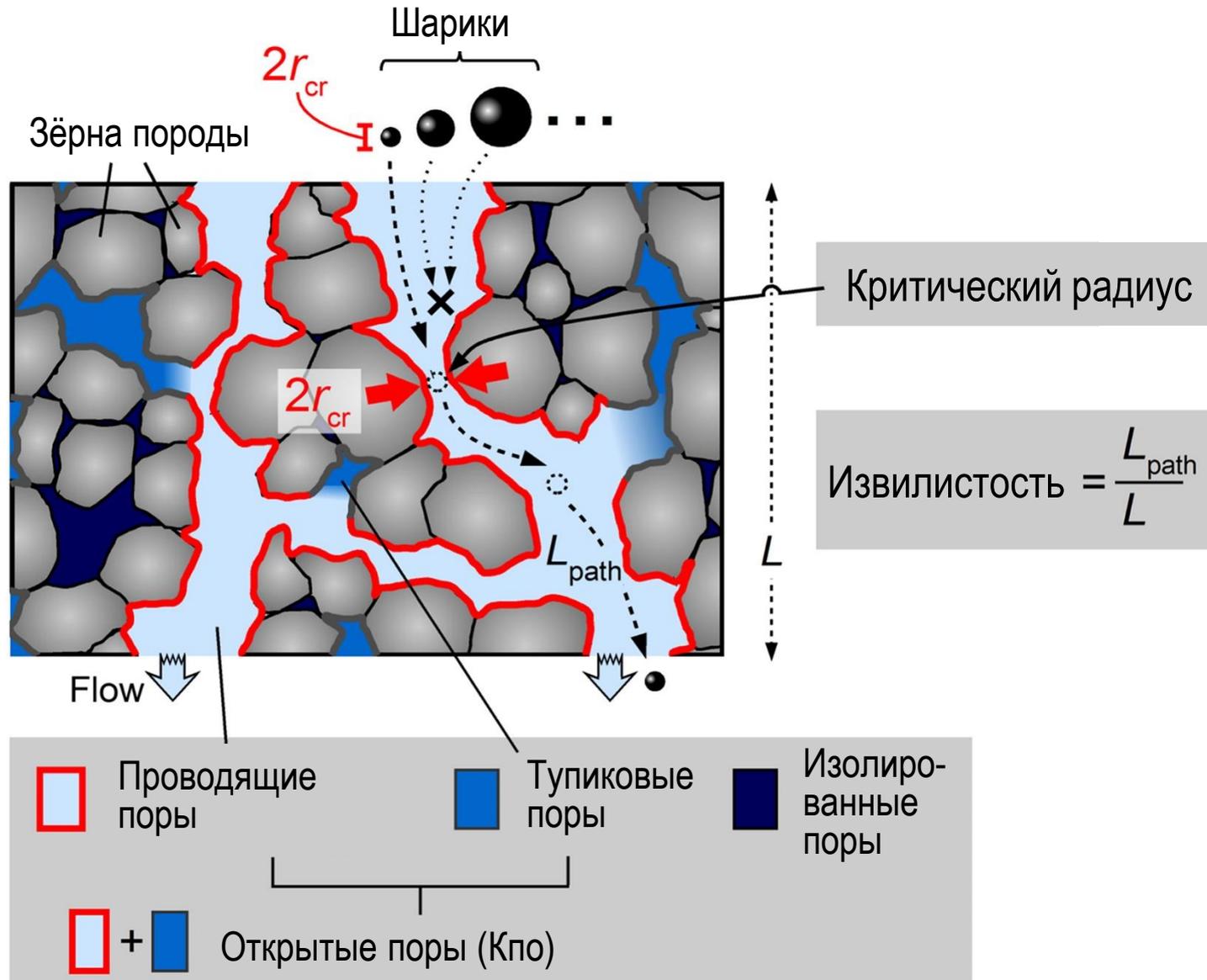


капиллярных сил, вытесняя из него нефть. Это процесс **пропитки** (нижняя кривая на графике).

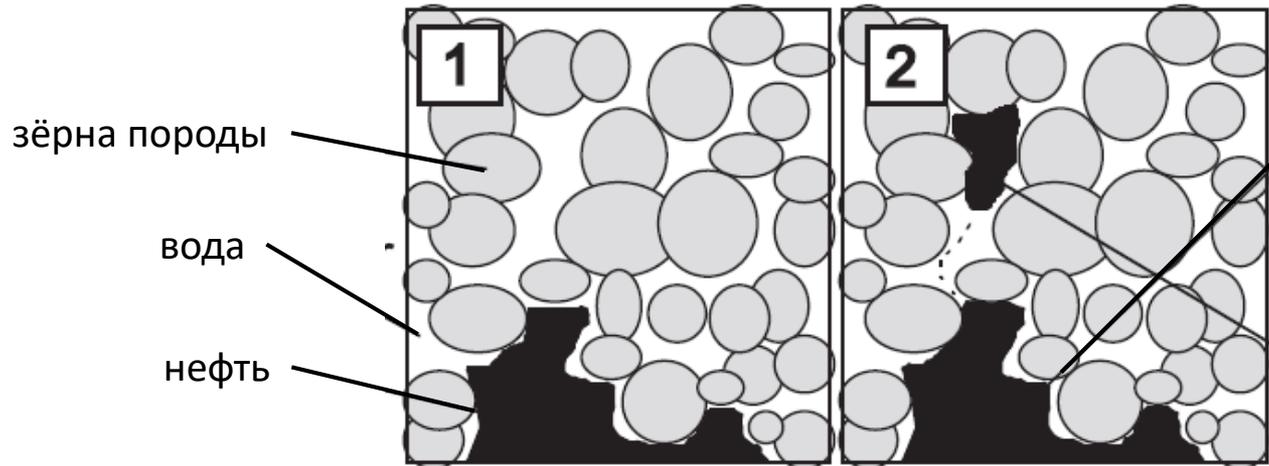
Кривые дренажа и пропитки отличаются друг от друга не только «маршрутами» (эффект гистерезиса), но и тем, что вытеснить обратно *всю* нефть и вернуться в исходную точку $K_v = 100\%$ — уже невозможно. Остаточная (невытесняемая) нефть составит порядка 20-30%.



Изолированные и тупиковые поры. Критический радиус



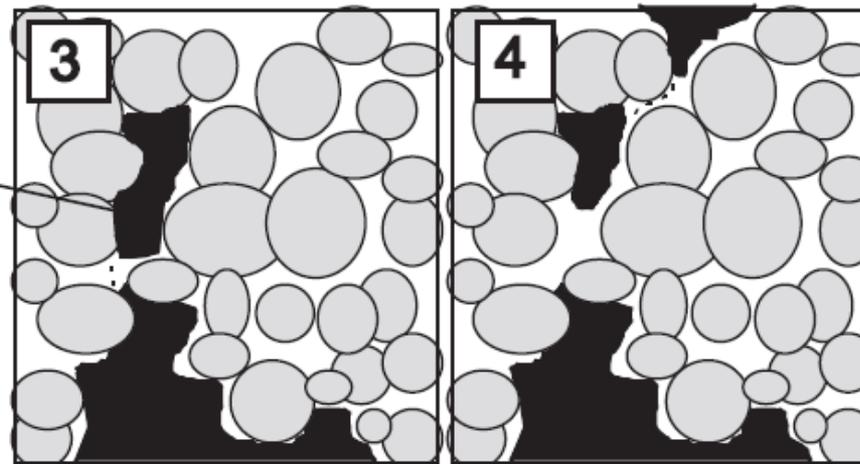
Ещё раз о миграции (с учётом понимания P_c)



Когда скопление нефти накапливает достаточную потенциальную энергию

... то дискретная порция нефти внедряется в доступный ей наиболее крупный поровый канал, после чего происходит отрыв этой порции от основного скопления

Дополнительные порции нефти увеличивают потенциальную энергию кластера, пока она не достигнет пороговой величины



Затем этот же процесс повторяется на новой стадии

8. Геометризация залежей	2
9. Картопостроение	19
10. Немного литологии	34
11. ФЕС – коэффициент пористости	42
12. ФЕС – коэффициент проницаемости	58
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; остаточная водонасыщенность; капиллярное давление	69
14. Фазовая проницаемость	91
15. Переходная зона	104

Двухфазная фильтрация простыми словами (1/2)

Рассмотрим водонасыщенный образец гидрофильной породы, $K_v = 100\%$. Поставим опыт Дарси, измерим проницаемость образца. Допустим, она составляет 100 мД.

Затем введём в этот образец немного нефти. Скажем, 5% от объёма порового пространства. Таким образом, теперь коэффициент водонасыщенности $K_v = 95\%$. Нефть заполнила часть крупных пор, но она пока что не образует в поровом пространстве **сквозной** кластер (цепочку) нефтенасыщенных капилляров.

Поэтому при столь малом значении нефтенасыщенности (0,05) нефть не способна течь по образцу, так что течёт по-прежнему только вода. Но воде теперь труднее фильтроваться, т.к. часть капилляров занята нефтью. Причём самых крупных капилляров! Поэтому если мы теперь замерим проницаемость, то она окажется ниже, чем была при $K_v = 100\%$. Допустим, сейчас она составляет 90 мД.

Добавим ещё нефти, пусть теперь $K_v = 80\%$, $K_n = 20\%$. Нефть по-прежнему не фильтруется, а только отнимает у воды всё больше пространства. Проницаемость образца теперь ещё ниже. Допустим, 70 мД.

Добавим ещё нефти, пусть теперь $K_v = 60\%$, $K_n = 40\%$. Проницаемость образца окажется, допустим, 50 мД. Но при этом выяснится, что из образца при приложении депрессии вытекает уже не только вода, но и нефть. Дело в том, что нефтенасыщенных капилляров теперь уже достаточно, чтобы они сформировали сквозной кластер – и по этому кластеру нефть фильтруется сквозь образец. Правда, пока что в очень небольшом количестве, основную часть потока формирует вода.

Двухфазная фильтрация простыми словами (2/2)

Продолжим опыт. Насытим теперь образец на 60% нефтью, оставив всего 40% воды. Измерение покажет нам, что динамичность фильтрации воды несколько снизилась по сравнению с предыдущим этапом (когда K_n было 40%, K_v – 60%), но при этом динамичность фильтрации нефти выросла намного больше, так что суммарный поток двух жидкостей через образец стал больше. Суммарная проницаемость образца теперь стала, скажем, 70 мД (при $K_v = 40\%$).

Следующий шаг: $K_n = 80\%$, $K_v = 20\%$. Вдруг обнаруживаем, что вода перестала фильтроваться через образец: теперь она пребывает в той же ситуации, в какой нефть находилась при $K_n = 20$, $K_v = 80\%$: часть капилляров занята водой, но это разрозненные капилляры, не формирующие связного кластера и не позволяющие воде двигаться через образец. Зато нефть теперь чувствует себя в образце почти так же «хорошо», как вода при $K_v = 100\%$. Дело в том, что в гидрофильном образце нефть занимает теперь самые крупные и средние поры. [Почему?] Так что при $K_v = 20\%$ эффективная проницаемость образца составляет, скажем, 90 мД.

Итак, начиная с некоторой *критической* насыщенности (разной в разных породах, а в пределах одной породы – различной для нефти и для воды), соответствующая фаза полностью переходит в несвязное состояние, т.е. пребывает в виде изолированных мелких капель или целиков и не участвует в фильтрации. Поэтому проницаемость образца **для данной фазы** становится равной нулю.

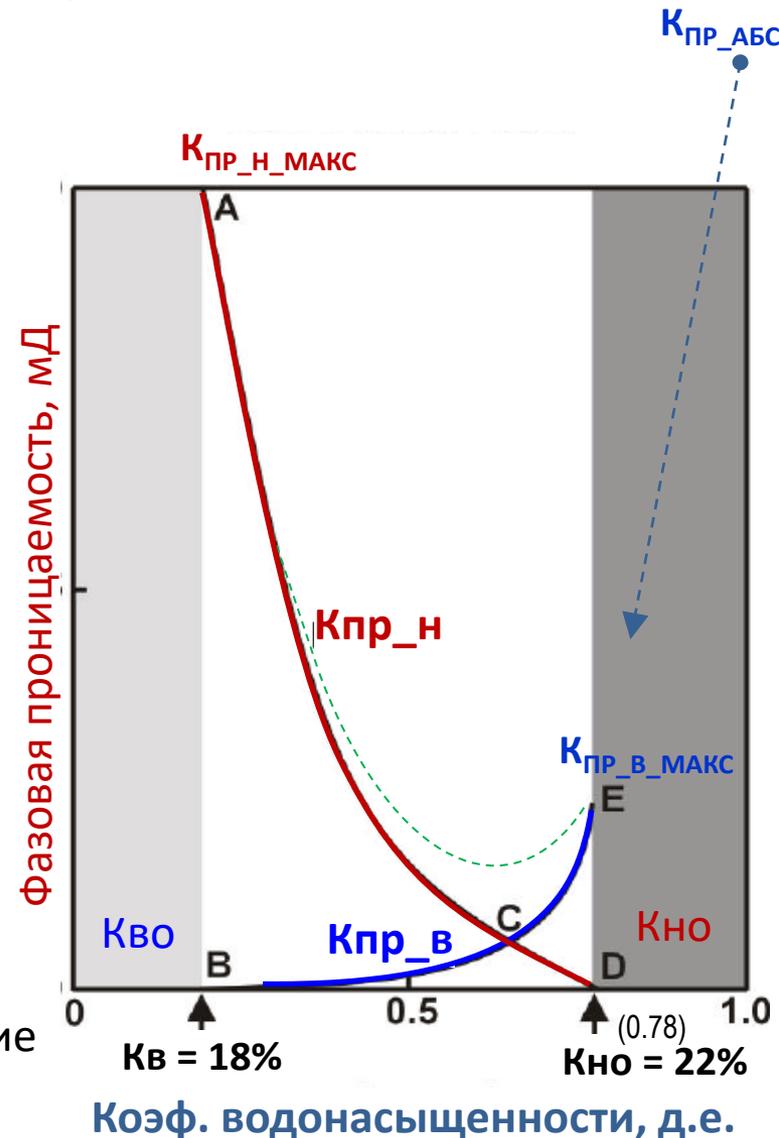
Абсолютная и фазовая проницаемость

Абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды, наблюдающаяся при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости). $K_{пр}$ абсолютная характеризует *только физические свойства породы*.

Фазовая проницаемость – проницаемость породы для *конкретного флюида* (газа, нефти или воды) при наличии в поровом пространстве двух- или трёхфазной системы флюидов. Фазовая проницаемость зависит не только от физических свойств породы, но и от объёмного соотношения флюидов в порах и от характера смачиваемости породы.

Альтернативный термин для фазовой проницаемости – **эффективная** проницаемость (это синонимы).

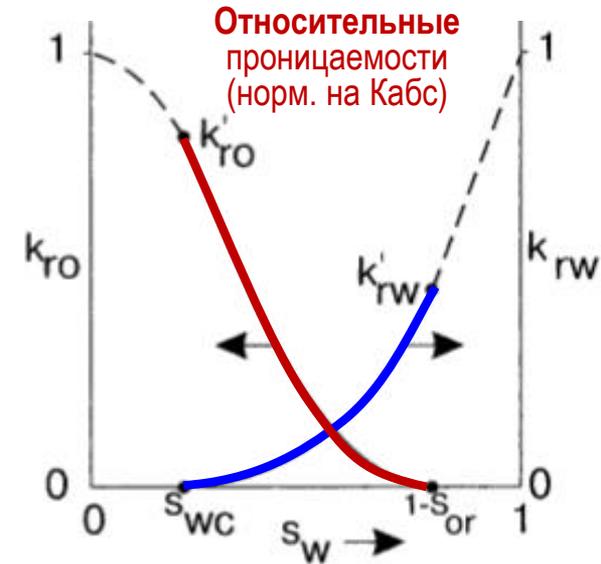
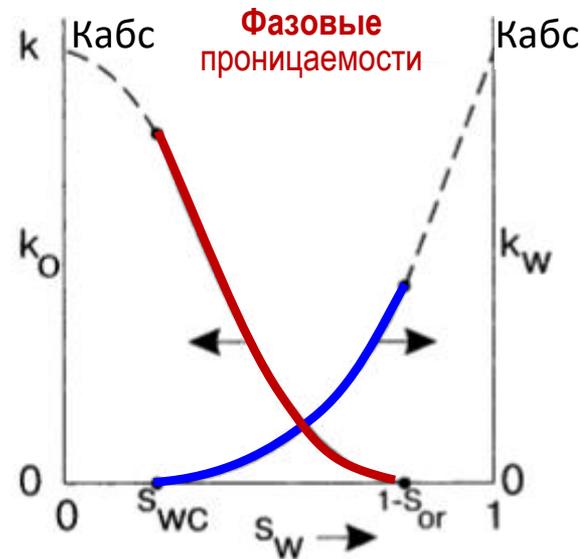
Присутствие связанной воды мало влияет на течение нефти, тогда как присутствие остаточной нефти значительно "стесняет" движение воды. [Почему?]



Относительная проницаемость

Относительная проницаемость – отношение *фазовой* проницаемости к *абсолютной*.

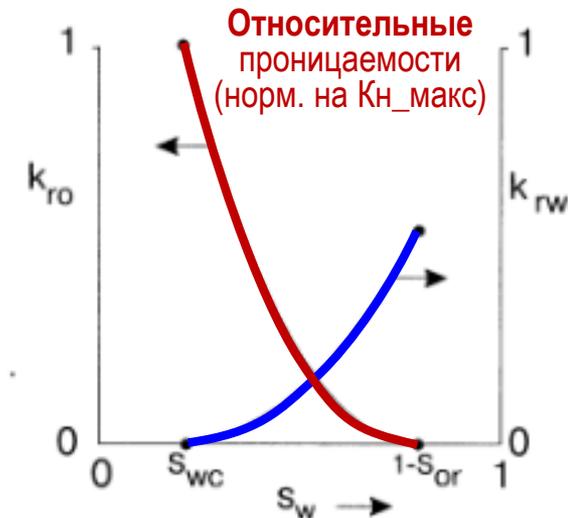
Благодаря такой нормировке наборы кривых разных образцов одной горной породы (и разных пород) оказываются сопоставимыми между собой, каким бы ни был разброс значений их абсолютных проницаемостей.



При указанной нормировке на K_{abc} : $K_{пр_отн_макс} < 1$.

Но иногда для определения $K_{пр_отн}$ применяют другую нормировку: **не** на K_{abc} (абсолютную проницаемость), а на максимальное значение $K_{пр_ф}$ (фазовой).

Тогда $K_{пр_отн_макс} = 1$.



Обозначения на графиках:

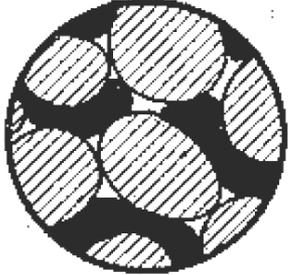
$S_w = K_v$; K_{rw} – коэф. относительной проницаемости по воде;

K_{ro} – коэф. относительной проницаемости по нефти;

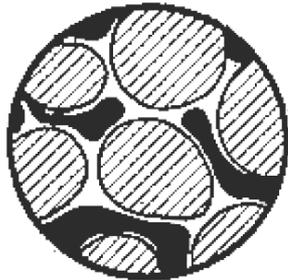
S_{wc} и $(1 - S_{or})$ – критические точки насыщенности, при которых соответствующая фазовая проницаемость обращается в ноль.

Фазовые проницаемости – дополнения

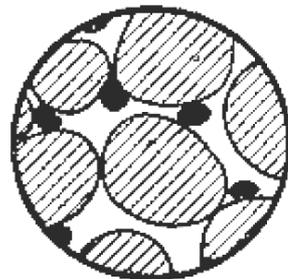
Для гидрофильной породы!



«**Висячая**» (пендулярная) водонасыщенность (лат. pendulus — висячий)
 Вода – в связанном состоянии в виде кольцеобразных капель (бубликов), окружающих точки касания песчинок.
 Двигается только нефть, вода распространяется в виде плёнки, увеличивая объём колец.

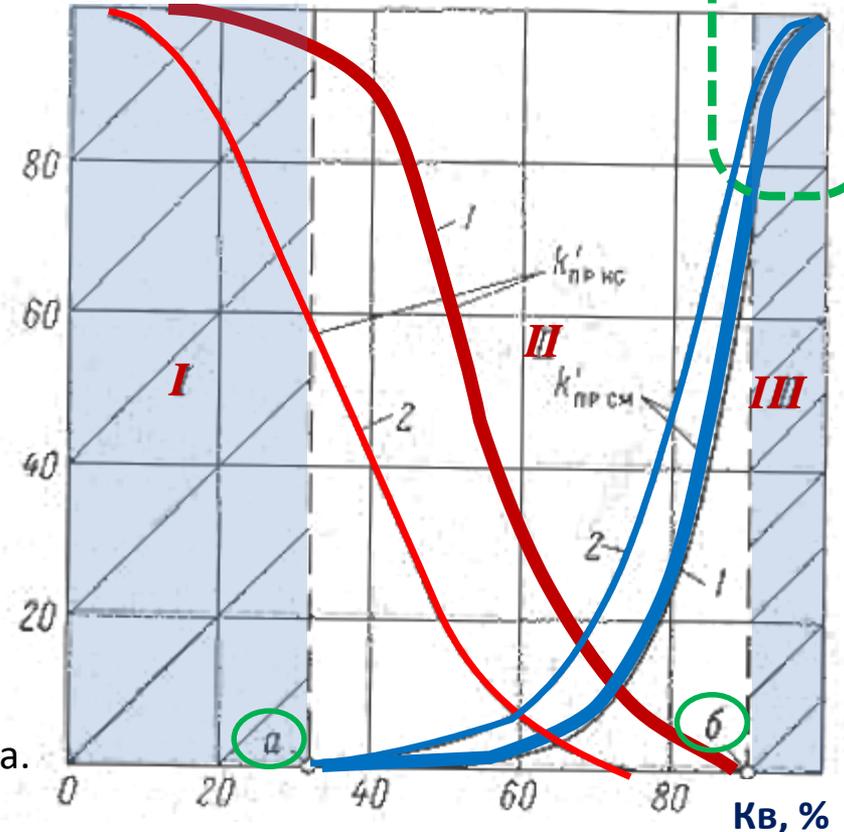


Фуникулярная насыщенность водой и нефтью (лат. funiculus — верёвка, канат).
 В точке **а** вода становится связной фазой и тоже приобретает способность к фильтрации.
 В области II подвижны оба флюида.



«**Островная**» нефтенасыщенность.
 В точке **б** нефть теряет связность, с этого момента её изолированные капельки не вытесняются водой.
 Это остаточная нефтенасыщенность.

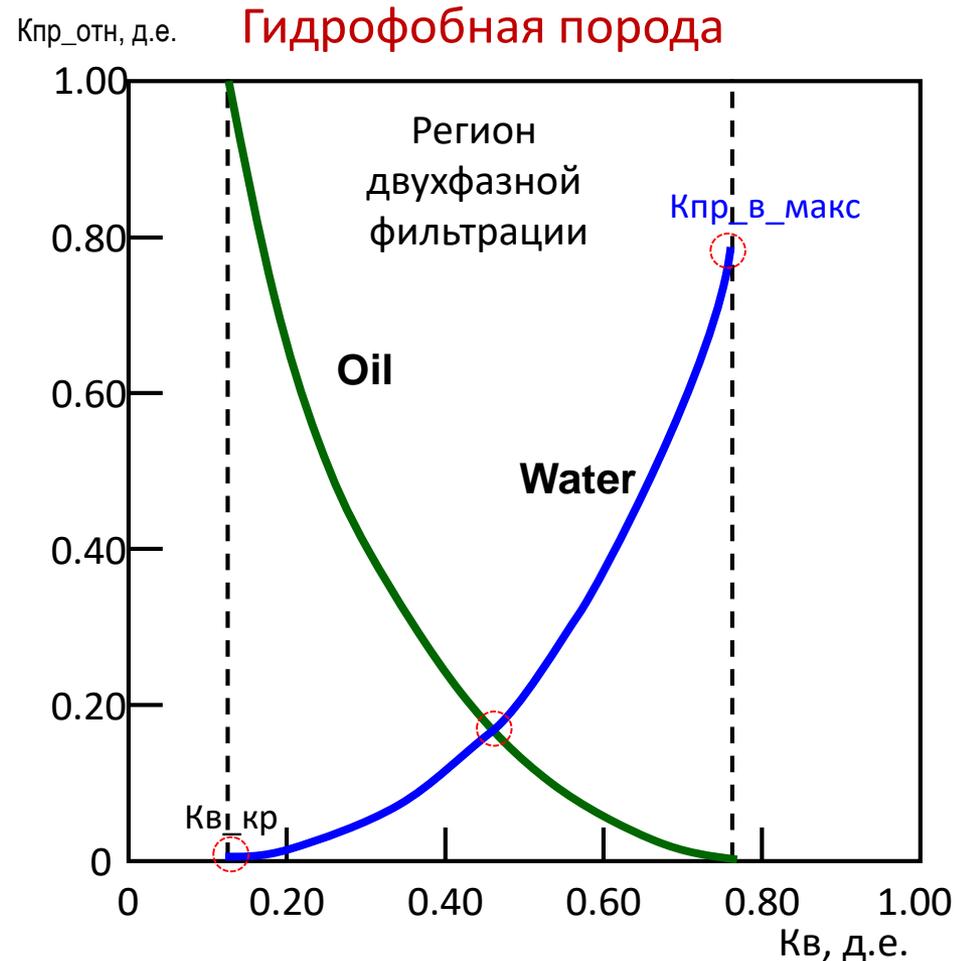
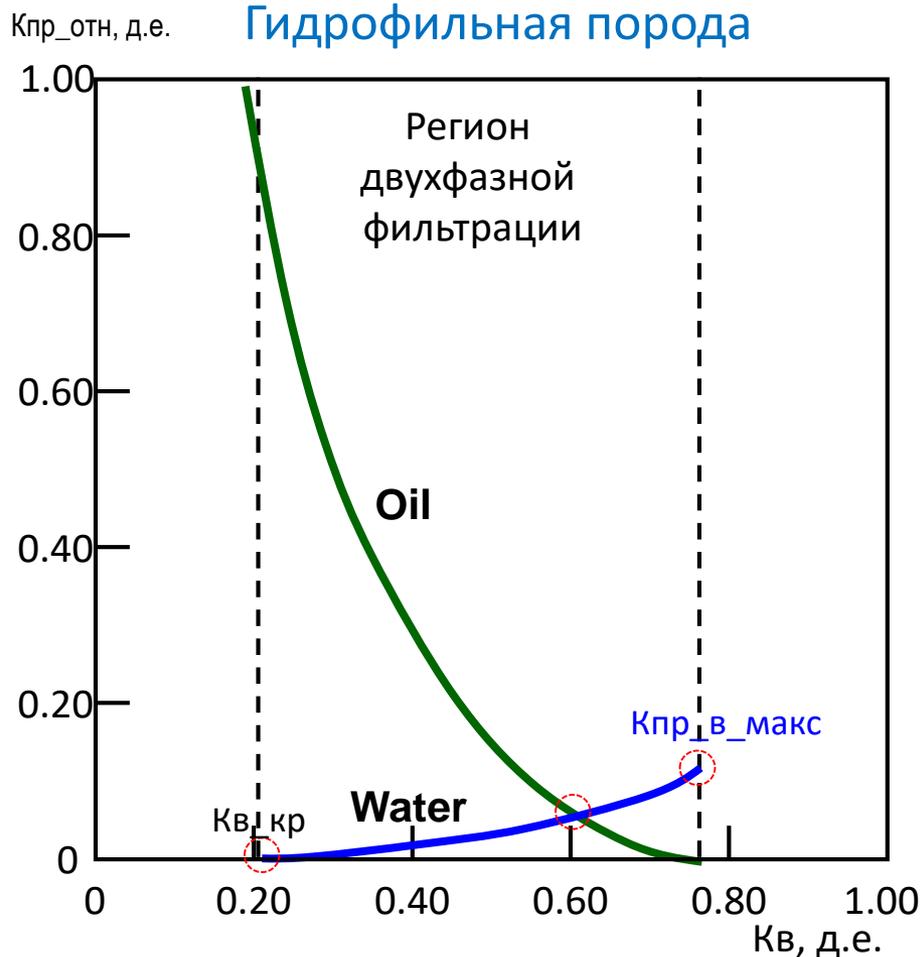
Кпр_отн, %



— известняк — песчаник

I – зона «висячей» водонасыщенности;
 II – зона фуникулярной насыщенности и совместного движения нефти и воды;
 III – зона «островной» нефтенасыщенности

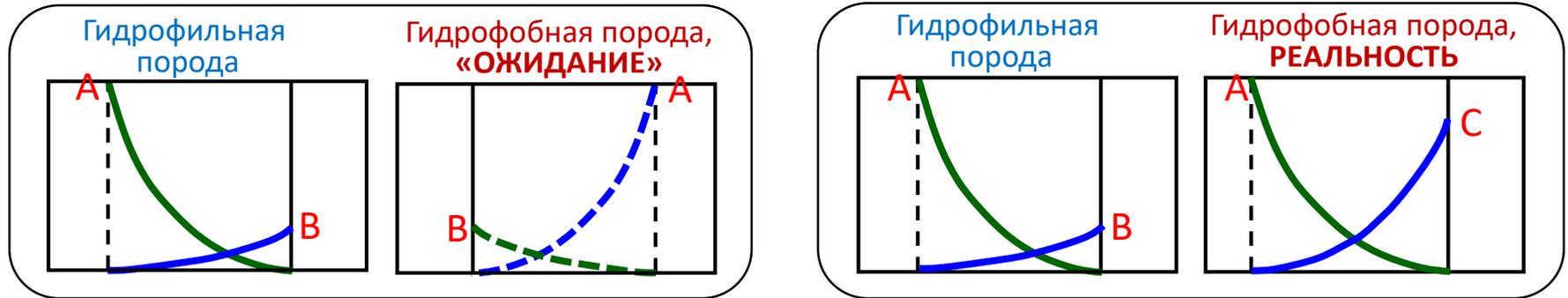
Фазовые $K_{пр}$ для гидрофильных и гидрофобных пород



Показатель	Гидрофильная порода	Гидрофобная порода
Максимальная $K_{пр_в}$	Обычно < 0.3	Больше 0.5, может приближаться к 1.0
$K_{в_кр}$ (минимальная)	Обычно ≥ 0.20	Обычно < 0.15, может быть < 0.10
$K_{в}$, при которой $K_{пр_в} = K_{пр_н}$ *	Больше 0.5	Меньше 0.5

* Т.е. положение точки пересечения двух кривых (по сути, третий признак является следствием двух предыдущих).

Почему фазовые для гидрофильных и гидрофобных коллекторов не являются зеркально идентичными? (1/3)



Этот «напрашивающийся» вопрос не рассматривается ни в одном из известных мне учебников. Видимо, ответ на него всем авторам представляется очевидным. А вам?

1. Прежде всего, вспомним закон Пуазейля: поток через трубку пропорционален четвёртой (!) степени радиуса. Следовательно, один условно «широкий» капилляр с $R = 2$ мкм обеспечивает такой же поток, как 16 «узких» капилляров с $r = 1$ мкм. При этом суммарный объём этих 16 капилляров – в 4 раза превышает объём «широкого» (подразумеваем одинаковую длину). Отсюда вывод: для фазовой проницаемости воды или нефти важно не только объёмное соотношение фаз в поровом пространстве (что отражает коэффициент водонасыщенности), но и то, какие именно капилляры преимущественно заняты данной фазой: крупные, средние или мелкие. Именно из-за этого в гидрофильном коллекторе предельная фазовая проницаемость по нефти намного выше, чем по воде ($A \gg B$): нефть в своей предельной точке занимает самые крупные и средние поры, в то время как вода в своей предельной точке занимает малые и средние поры.

Почему фазовые для гидрофильных и гидрофобных коллекторов не являются зеркально идентичными? (2/3)

2. Теперь перейдём собственно к обсуждению фазовых гидрофобных коллекторов. Если бы коллектор ИСХОДНО был гидрофобным, то **при формировании залежи** нефть, являясь в этом случае смачивающей фазой, внедрялась бы сначала в самые мелкие каналы (где ей больше всего помогали бы капиллярные силы), потом по возрастанию крупности, и в конце этого процесса только в самых крупных капиллярах осталась бы вода (утратившая связность и рассеянная по крупным капиллярам в виде капель, подобно тому, как в гидрофильном коллекторе рассеяна остаточная нефть). В этом случае максимальная фазовая по нефти, действительно, имела бы столь же низкие значения, как максимальная фазовая по воде в гидрофильном коллекторе. Ведь хотя нефть и заняла уже большую часть порового пространства, но она заняла только *мелкие и средние* капилляры, вклад которых в проницаемость – незначителен.

В реальности же порода становится гидрофобной в результате взаимодействия нефти с поверхностью её частиц, а данный процесс имеет место только в тех капиллярах, куда при формировании залежи сумела внедриться нефть.

Но внедряется она в коллектор, являющийся пока ещё полностью гидрофильным. Поэтому мельчайшие капилляры, где «сопротивление» воды является максимальным, остаются водонасыщенными (именно к ним приурочена остаточная водонасыщенность после оттеснения плёнок воды из более крупных капилляров, подвергшихся гидрофобизации).

Почему фазовые для гидрофильных и гидрофобных коллекторов не являются зеркально идентичными? (3/3)

(Продолжение) Крупные же капилляры оказываются занятыми нефтью, как и в гидрофильном коллекторе. Поэтому фазовая по нефти имеет схожий вид в обоих типах коллектора (в частности, имеет высокое значение в крайней точке).

3. Зато в ходе противоположного процесса – **при вытеснении нефти водой** – в гидрофильном коллекторе воде проще вытеснить нефть сначала из мелких капилляров, затем из средних, а когда дело доходит до самых крупных, то к этому времени фаза нефти утрачивает связность и теряет способность к фильтрации (т.е. достигается остаточная нефтенасыщенность).

В гидрофобном же коллекторе воде проще вытеснить нефть сначала из крупных капилляров, причём она занимает их центральную часть (дренаж, а не пропитка!). Таким образом, вода успевает «захватить» в первую очередь магистральные каналы для фильтрации. Поэтому максимальная фазовая по воде в гидрофобном коллекторе выше, чем в гидрофильном ($C > B$).

Но всё же не настолько высока, как максимальная фазовая по нефти ($C < A$), поскольку остаточная нефть сосредоточена **не в мельчайших** капиллярах (как остаточная вода в обоих типах коллекторов), а в неких условно мелких и средних (мельчайшие же капилляры – остаются занятыми водой в обоих типах коллектора, т.к. нефть туда просто не попадает при формировании залежи).

Гистерезис фазовых проницаемостей

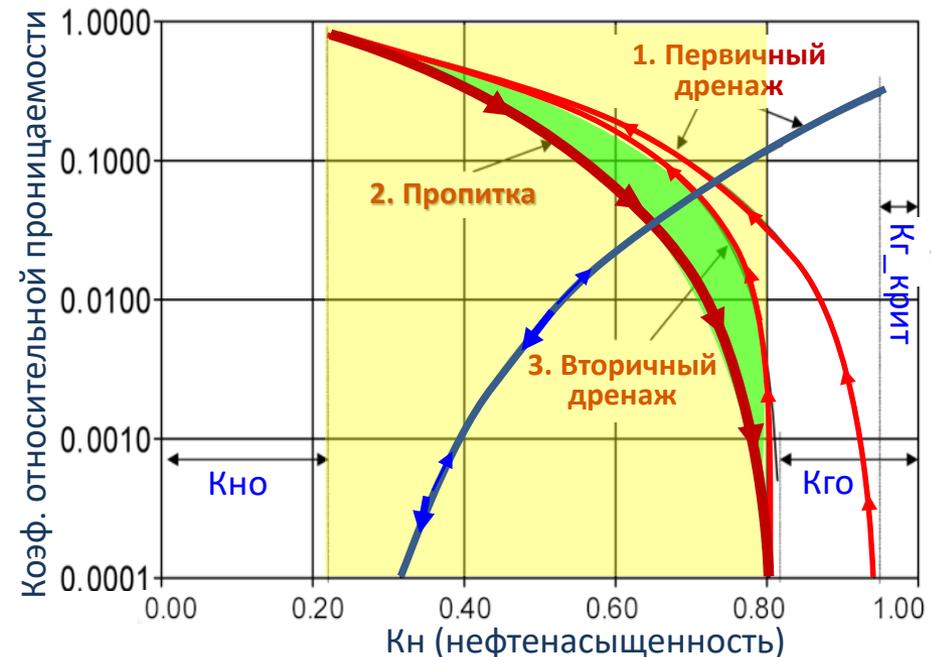
Ранее эффект гистерезиса был показан и пояснён для кривых R_k . Для кривых фазовых проницаемостей он также имеет место, и тоже состоит из двух эффектов (на слайде 87 был показан только второй из них, а первый – довольно прост, он будет пояснён сейчас: 1. Первичный дренаж начинается в точке $K_v = 1.0$, но при последующем вытеснении нефти водой возвращения в эту точку не происходит, т.к. процесс вытеснения обрывается при достижении максимальной K_v , соответствующей остаточной нефтенасыщенности.

2. Второй эффект по своей природе аналогичен эффекту петли гистерезиса у кривой капиллярного давления: при вытеснении нефти водой кривая фазовой проницаемости по нефти проходит *левее*, чем при вытеснении воды нефтью

(т.е. тем же значениям K_v соответствуют более низкие значения $K_{пр_нефти}$), образуя характерную петлю гистерезиса. При этом траектория фазовой проницаемости по воде – тоже изменяется, но менее явным образом.

На диаграмме представлены фазовые проницаемости для пары *нефть – газ*, причём нефть играет «стандартную» роль воды, а газ – роль нефти.

Масштаб вертикальной оси (относительной проницаемости) – логарифмический!



Закон Дарси с учётом фазовых проницаемостей

- **Нефть** $q_o = \frac{k_o A \Delta\Phi_o}{\mu_o L}$

q_i = поток для каждой фазы

k_i = фазовые проницаемости

A = площадь сечения

- **Вода** $q_w = \frac{k_w A \Delta\Phi_w}{\mu_w L}$

$\Delta\Phi_i$ = разность потенциалов для конкретной фазы (перепад внешнего давления, капиллярное давление, сила гравитации)

- **Газ** $q_g = \frac{k_g A \Delta\Phi_g}{\mu_g L}$

μ_i = вязкость каждого флюида

L = длина, для которой берём разность потенциалов (длина образца)

Потенциальная проблема: если K_n (фазовая проницаемость по нефти) вычисляется как $K_{пр_абс} \cdot K_{пр_отн_н}$ (произведение абсолютной проницаемости породы на относительную проницаемость по нефти (зависящую от водонасыщенности)), но используемая при этом кривая $K_{пр_отн_н}$ *была в своё время построена* с нормировкой экспериментальных фазовых кривых не на $K_{пр_абс}$, а на $K_{пр_н_макс}$, так что максимальное значение $K_{пр_отн_н}$ равно 1.0 (слайд 95), то в результате расчётный дебит нефти оказывается **завышенным**.

Измерения фазовой проницаемости. «Устойчивая» и «неустойчивая» фильтрация



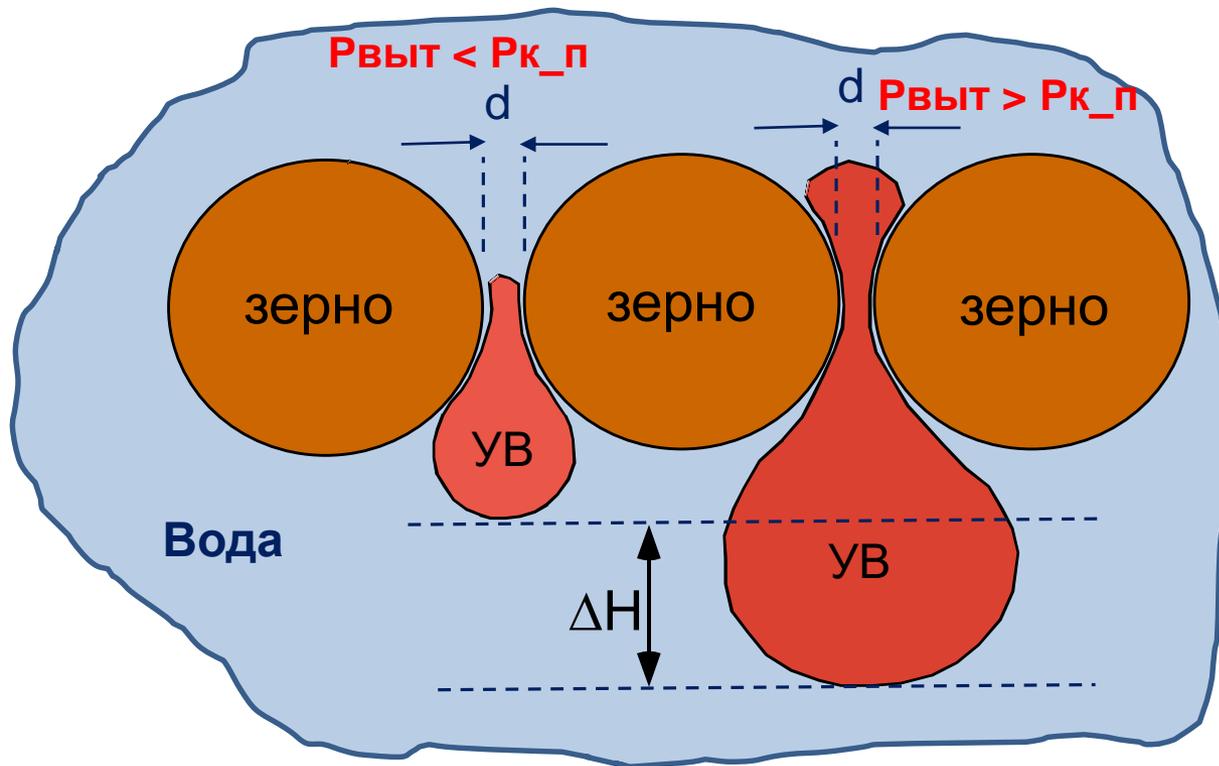
При **устойчивой** фильтрации насыщенность образца не изменяется во времени. На вход подаются оба флюида, их пропорция изменяется дискретно для каждого отдельного измерения. Каждое такое измерение проводится после достижения равновесного состояния фильтрации, когда каждый флюид движется по своему кластеру капилляров (в результате получаем очередную пару значений фазовых проницаемостей для данного соотношения насыщенностей образца флюидами).

При **неустойчивой** фильтрации – соотношение непрерывно изменяется: один флюид постепенно вытесняется другим (подающимся на вход).

В лаборатории целесообразно измерять устойчивую фильтрацию, хотя реально при разработке месторождения приходится иметь дело с неустойчивой.

8. Геометризация залежей	2
9. Картопостроение	19
10. Немного литологии	34
11. ФЕС – коэффициент пористости	42
12. ФЕС – коэффициент проницаемости	58
13. ФЕС – коэффициенты K_v , K_n и K_g ; остаточная водонасыщенность; капиллярное давление	69
14. Фазовая проницаемость	91
15. Переходная зона	104

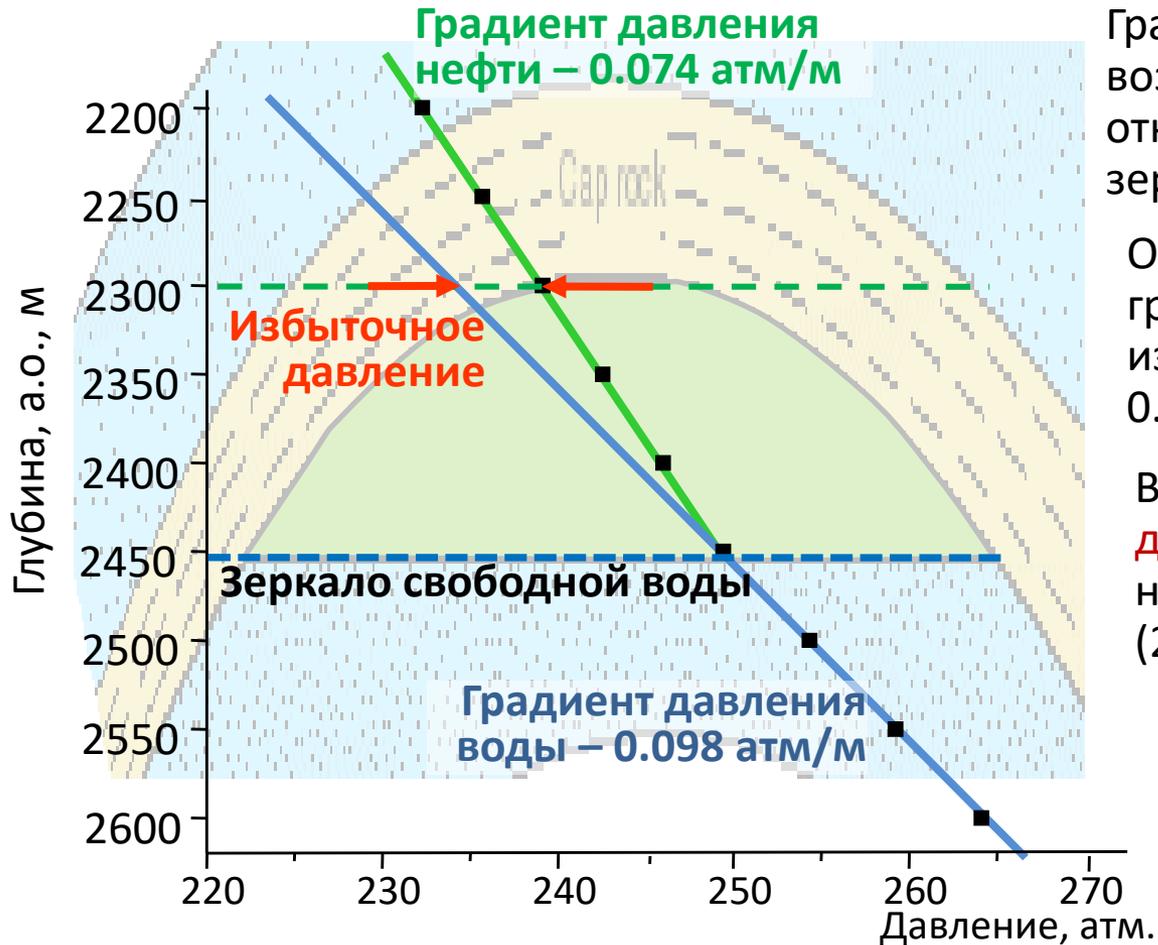
Роль капиллярного давления в фильтрации



$P_{к_п}$ – пороговое капиллярное давление;
 $P_{к_п} = 2 \sigma \cos \theta / r$
 $P_{выт}$ – давление выталкивания («избыточное» давление), обусловленное силой Архимеда (силой всплывания).
 d - диаметр поровых каналов

Подразумеваем, что порода гидрофильна. Под действием силы всплывания капля нефти «пытается» просочиться через узкий капилляр, а капиллярное давление препятствует этому. Перемещение капель нефти или газа возможно только там, где $P_{выт}$ превысит $P_{к_п}$. Посмотрим теперь, чем регулируется сила всплывания.

Статический градиент флюида. Давление выталкивания



Градиент вытеснения – величина возрастания давления выталкивания относительно положения над зеркалом свободной воды.

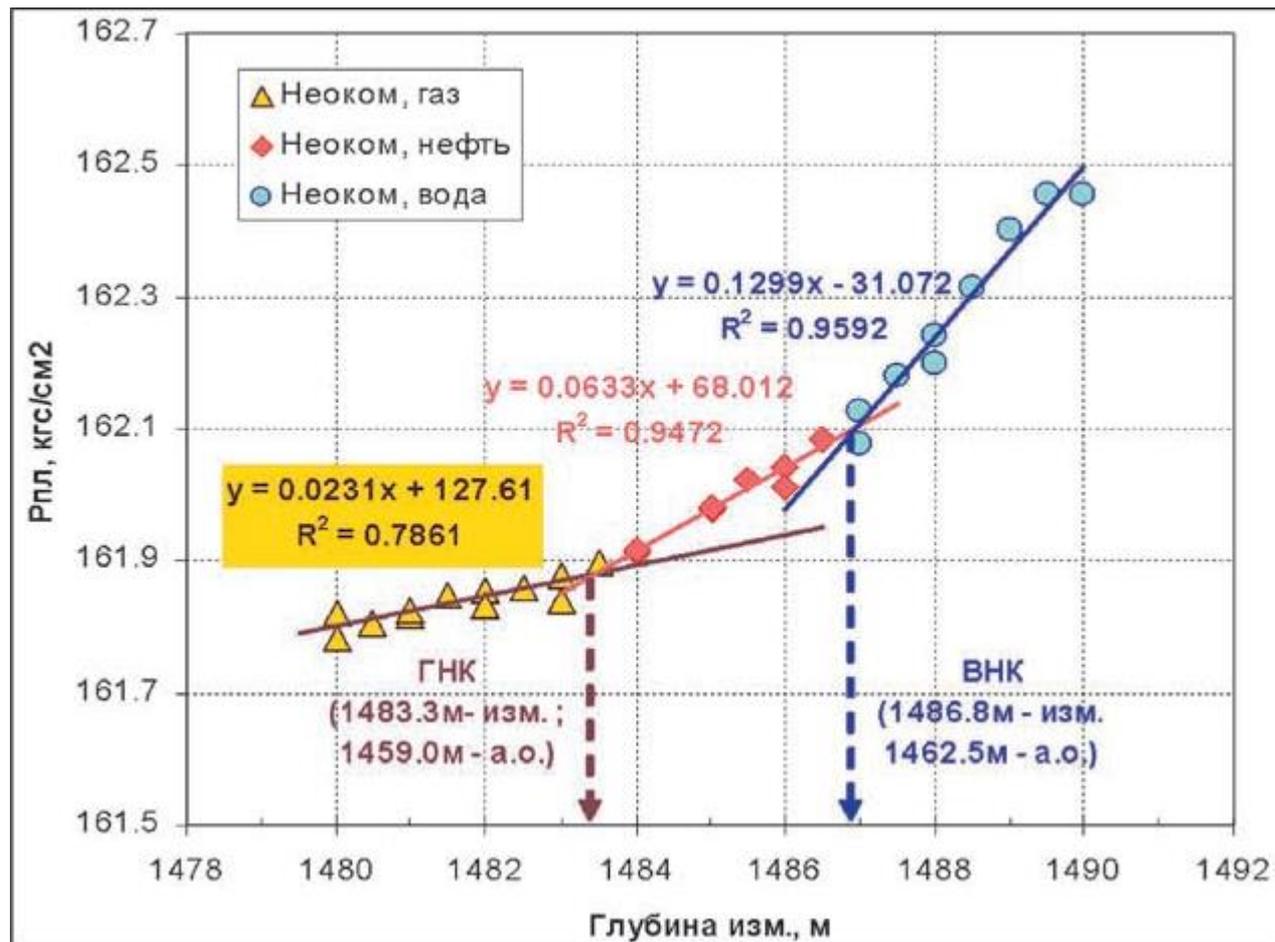
Он рассчитывается вычитанием градиента давления нефти из градиента давления воды:
 $0.098 - 0.074 = 0.024$ атм/м

В рассматриваемом примере **давление выталкивания $R_{\text{выт}}$** на глубине 2300 м составляет $(2450 - 2300) * 0.024 = 3.6$ атм.

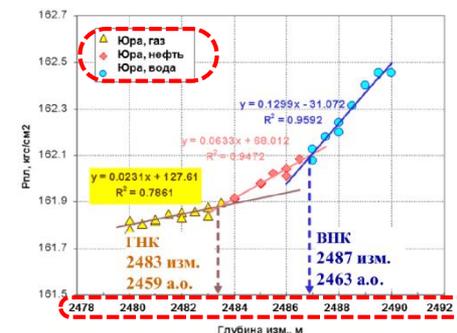
«Давление выталкивания» и «избыточное давление» используются здесь как синонимы.

Важный момент: эту величину нередко называют также *капиллярным давлением* – ведь, согласно определению, $R_k = R_n - R_v$. Говоря об отдельном капилляре, может оказаться удобным разделять эти понятия (см. слайд 105). Говоря о залежи в целом – получается, что каждой глубине соответствует своё $R_{\text{выт}}$, которому, в свою очередь, соответствует такой радиус капилляра, что из капилляров с **большим радиусом** нефть способна вытеснить воду, а из более мелких – нет.

Использование градиентов давления для определения положения флюидных контактов



Пример плагиата с отсебятиной:



Понятие переходной зоны

Из-за того, что в породе всегда имеется некое распределение капилляров по размерам, всегда существует некое **распределение высот**, до которых смачивающая фаза оказывается «приподнятой» за счёт капиллярных сил. В результате, как правило, отсутствуют четкие границы между газо-, нефте- и водонасыщенными зонами пласта, имеются так называемые **переходные зоны**. В пределах переходной зоны содержание нефти (газа) возрастает снизу вверх от нуля до предельного насыщения.

Толщина этих переходных зон на контакте нефть – вода в разных залежах меняется от нескольких сантиметров до десятков метров.

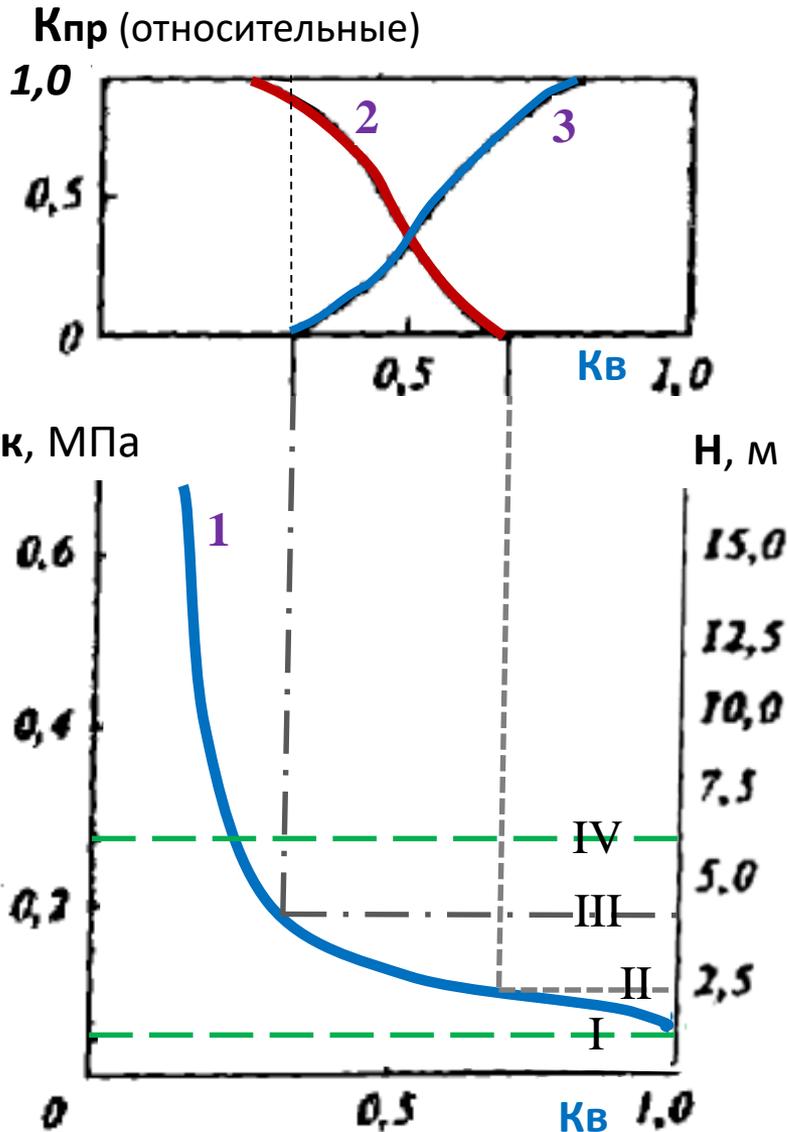
Например, в верхнемеловых залежах Северного Кавказа, где нефтеносность связана с трещиноватыми известняками (трещинная **проницаемость** очень высока, капиллярные силы в трещинах очень малы), а **плотность** нефти мала, толщина переходной зоны не превышает нескольких сантиметров.

А в Западной Сибири в залежах нефти, приуроченных к коллекторам с невысокой **проницаемостью**, толщина переходной зоны достигает 12 – 15 м.

Переходные зоны от нефти к газу обычно имеют небольшую толщину (более контрастная разность **плотностей**).

Границы переходной зоны (1/2)

(функция – K_v ;
аргумент – высота)



Кривые отражают следующие зависимости:

- 1 — водонасыщенности K_v от **высоты над уровнем нулевого капиллярного давления P_k** (он называется зеркалом свободной воды, ЗСВ);
- 2 — относит. проницаемости $K_{пр_н}$ для нефти;
- 3 — относит. проницаемости $K_{пр_в}$ для воды.

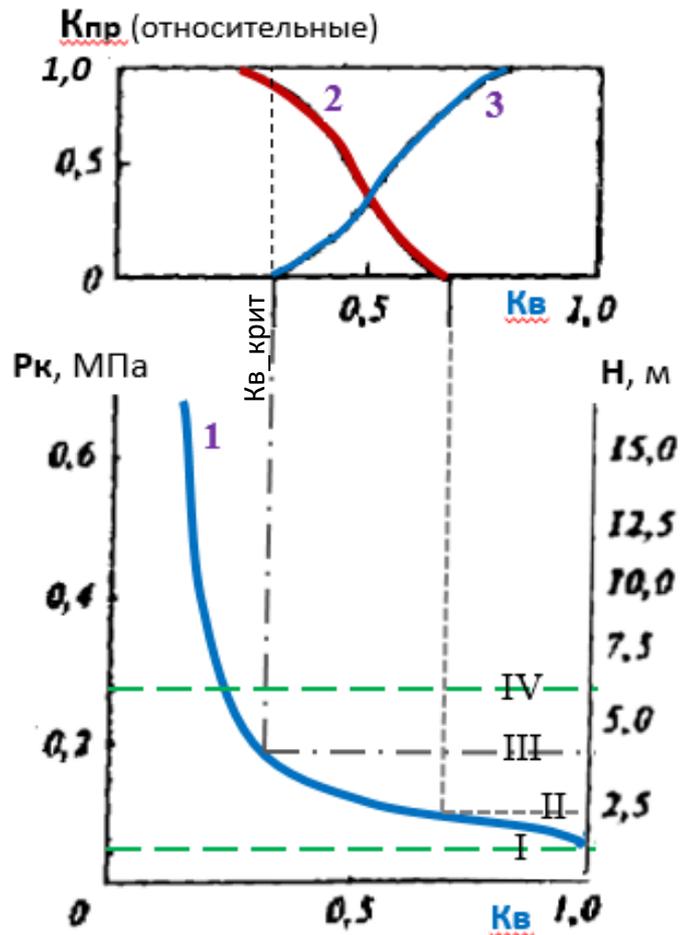
H — «расстояние до ЗСВ, поверхности с нулевым капиллярным давлением;

(в учебнике иначе: «расстояние до поверхности со 100%-ным водонасыщением», но это неточность, ведь и на отметке I $K_v = 1.0$; так что отчёт высоты должен вестись именно от $P_k = 0$).

Необходимо понять следующий принцип:

- 1) Каждой высоте над ЗСВ соответствует своё капиллярное давление P_k (слайд 106);
- 2) Каждому P_k соответствует своя K_v (слайд 85)
- 3) Каждой K_v соответствуют свои значения фазовых проницаемостей;
- 4) Итак, каждой высоте над ЗСВ соответствуют свои значения фазовых проницаемостей!

Границы переходной зоны (2/2)



Кривые 2, 3 характеризуют зависимость фазовой проницаемости от насыщенности нефтью и водой (и, соответственно, зависимость фазовых от высоты анализируемой точки залежи над уровнем ЗСВ).

По фазовым проницаемостям переходную зону можно разделить на три части. В нижней части переходной зоны, от уровня *I* до уровня *II*, фазовая проницаемость для нефти равна нулю, в этом интервале глубин подвижной является только вода (как, впрочем и ниже уровня *I*, но там и нет нефти).

Выше уровня *II* подвижностью обладают как вода, так и нефть, причем чем более высокую точку мы рассматриваем, тем выше фазовая проницаемость для нефти и ниже фазовая проницаемость для воды.

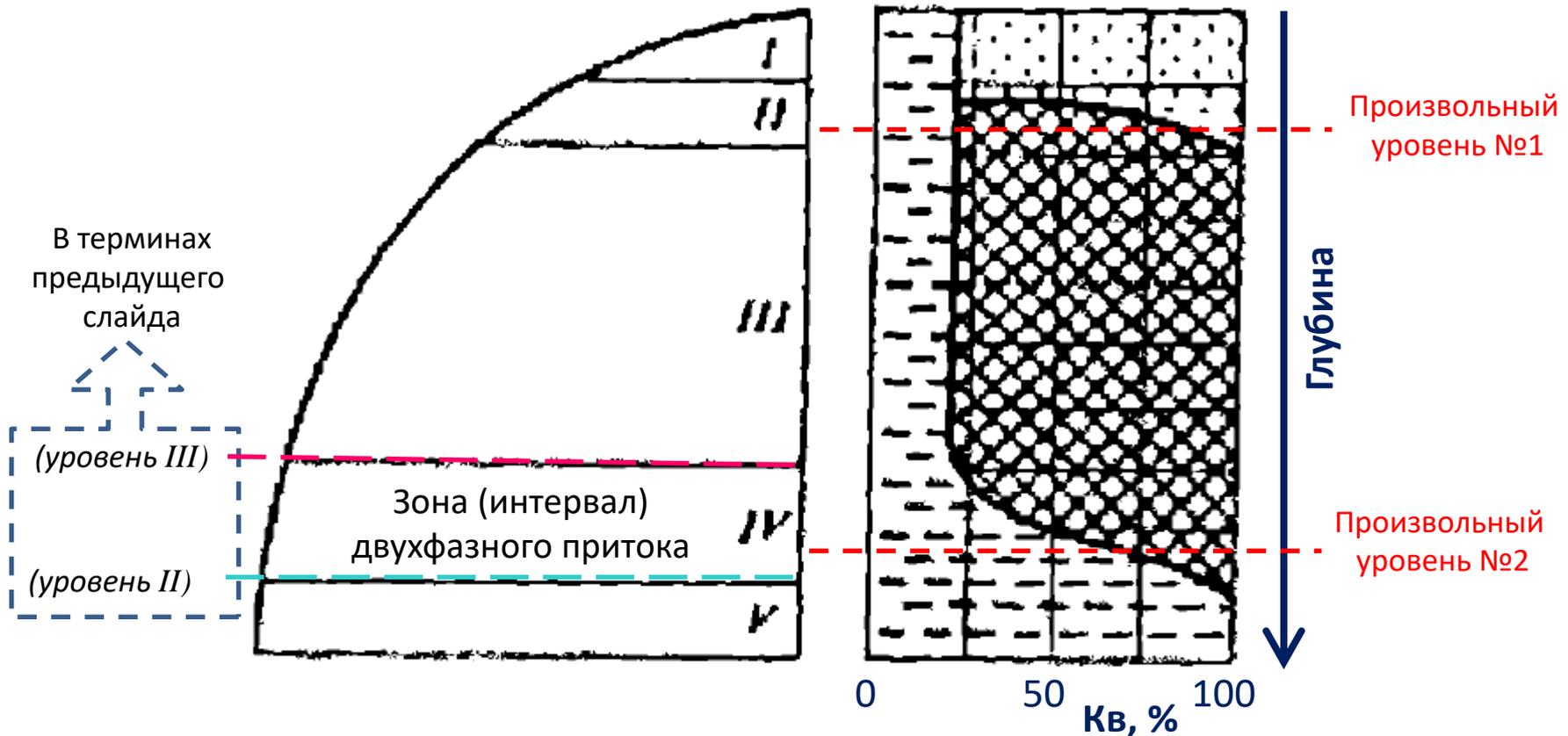
На высоте, которая соответствует критическому значению K_v , фазовая проницаемость для воды становится равной нулю. Этому значению K_v

соответствует уровень *III*, выше которого к фильтрации способна только нефть.

Уровень ВНК принимается либо по отметке *II*, либо по отметке *III*.

«По значениям K_n , близким к максимальным, а K_v – близким к минимальным, с определённой долей условности проводится уровень *IV* – кровля переходной зоны

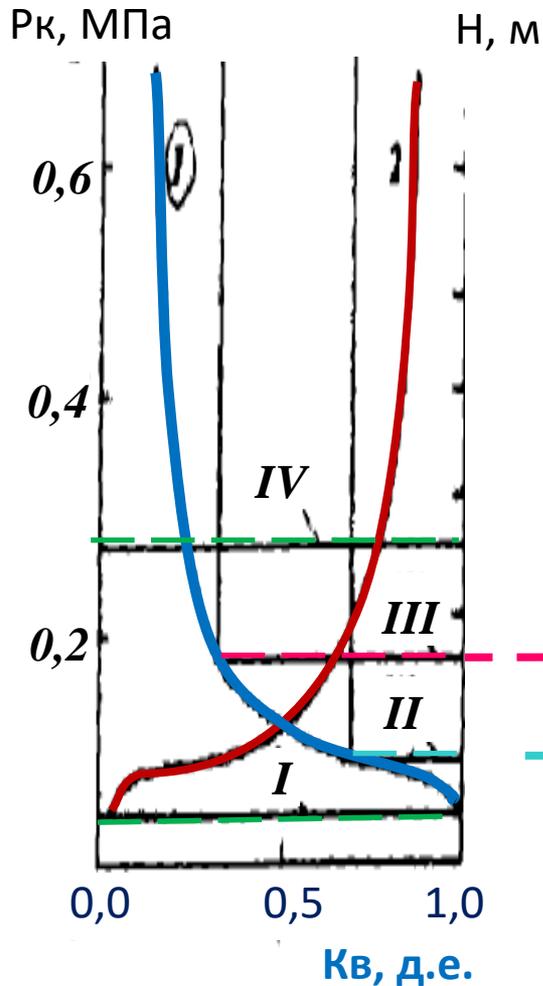
Распределение газа, нефти и воды в пласте



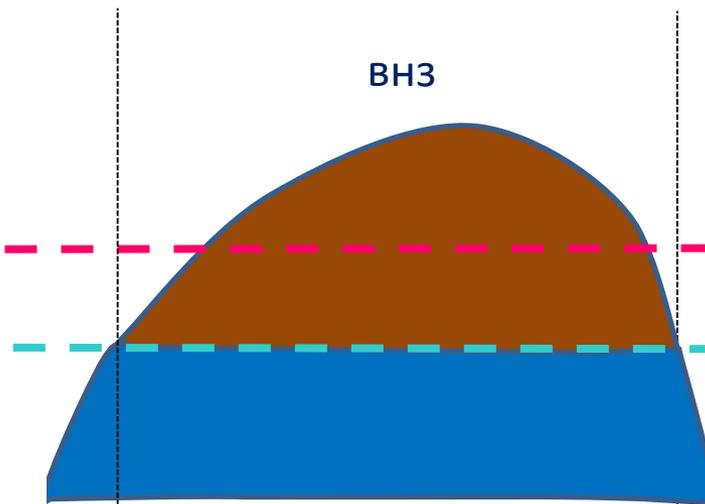
- I* — газовая шапка;
- II* — зона перехода от нефти к газу;
- III* — нефтяная часть;
- IV* — зона перехода от воды к нефти;
- V* — водоносная зона.



Не следует отождествлять зоны однофазного и двухфазного притока (выделяемые **по глубине**) с зонами ЧНЗ и ВНЗ (выделяемыми **в плане**)

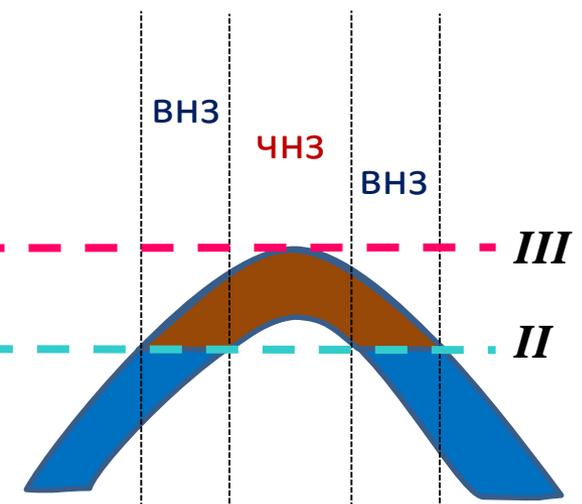


Пример 1.
 Вся залежь – в ВНЗ, но в ней имеется зона однофазного притока нефти (выше уровня III).



Пример 2.

В залежи есть ЧНЗ, но из-за малой высоты залежи все запасы приурочены к области двухфазной фильтрации, т.е. в притоке будут и нефть, и вода.

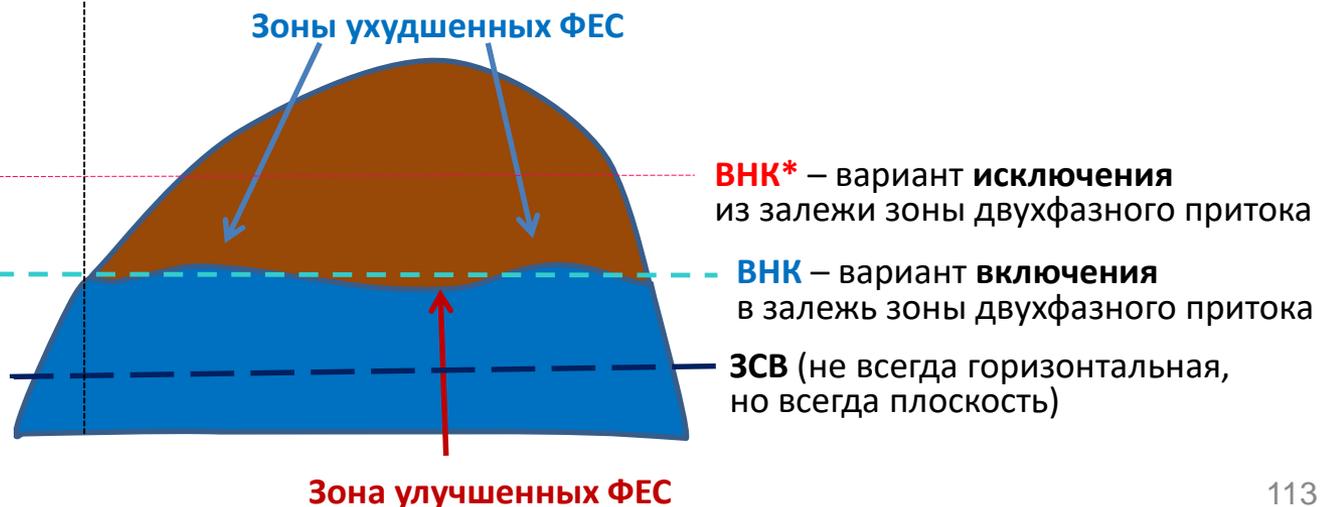
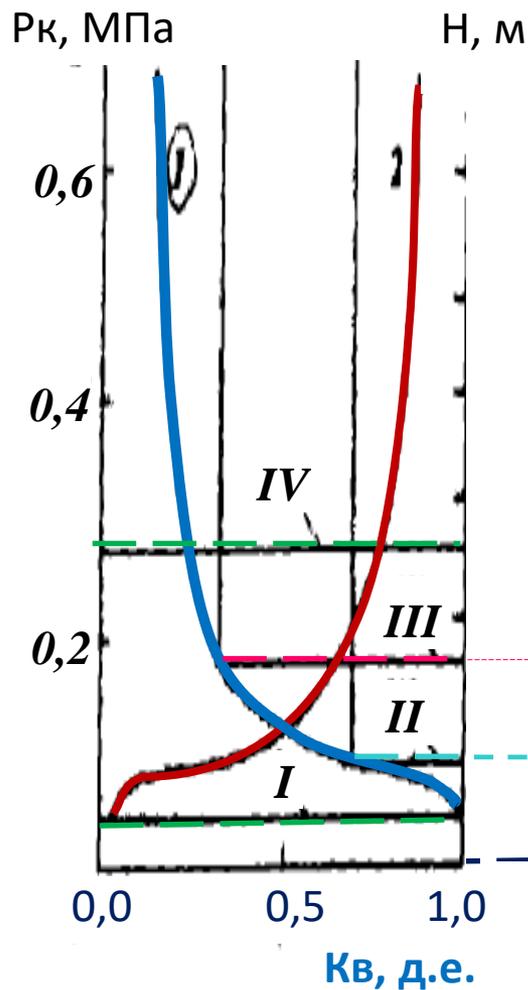


Обоснование флюидных контактов

На предыдущем слайде изображена условная **однородная** модель переходной зоны. Но на самом деле **ВНК** нередко образует более или менее **неровную** поверхность.

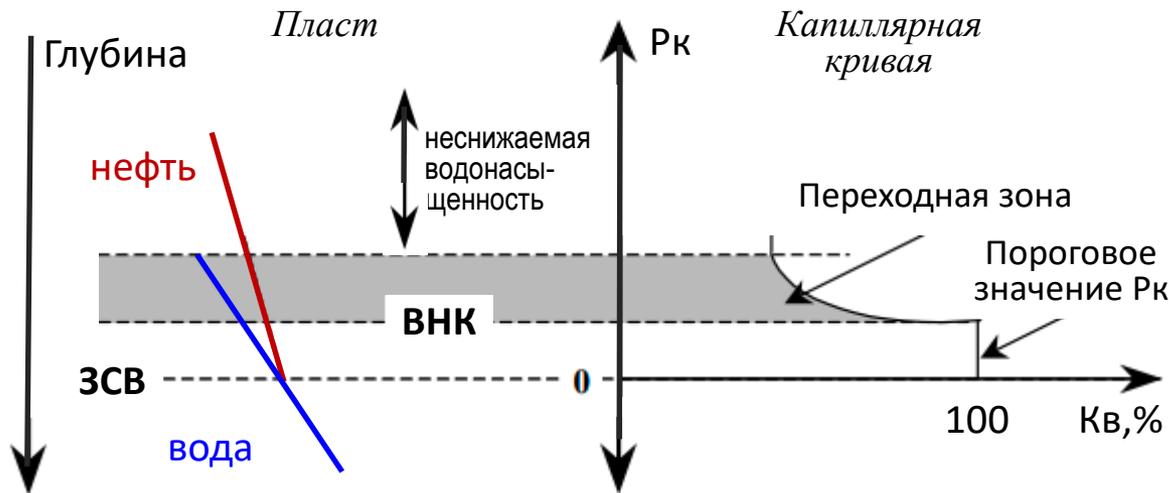
Причина – неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и, соответственно, различная высота уровня **ВНК** относительно зеркала свободной воды (**ЗСВ**) в разных частях залежи.

В таких случаях для определения контуров **ВНК** проводится **условная плоскость** (либо более сложная поверхность) – таким образом, чтобы она была средней по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах.



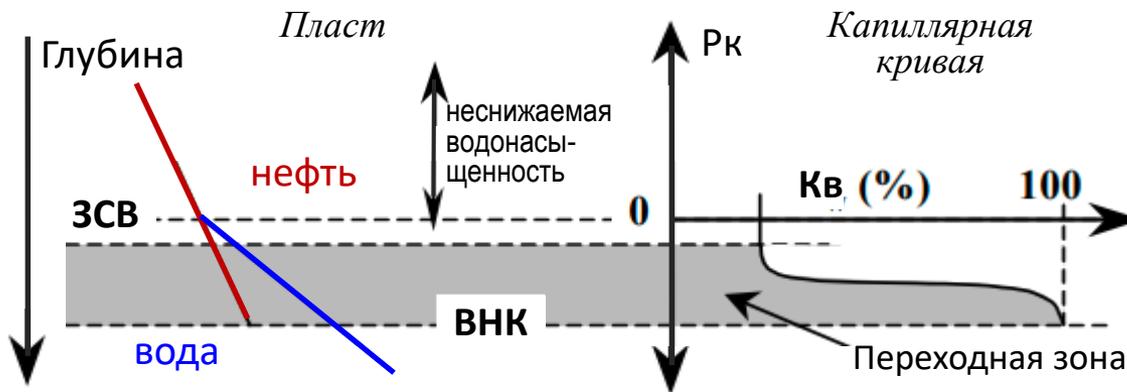
Страшная Правда о ЗСВ (т.н. зеркале свободной воды) в гидрофобном коллекторе

Изложенная выше теория переходной зоны соответствует **гидрофильному** коллектору!



В гидрофильном пласте $P_k \geq 0$. ЗСВ – зеркало свободной воды, соответствует нулевому P_k . Чем выше поднимаемся над ЗСВ, тем выше P_k . Соответственно, тем ниже K_v . Именно этот случай рассматривается в учебниках. Но как обстоит дело в гидрофобном пласте?

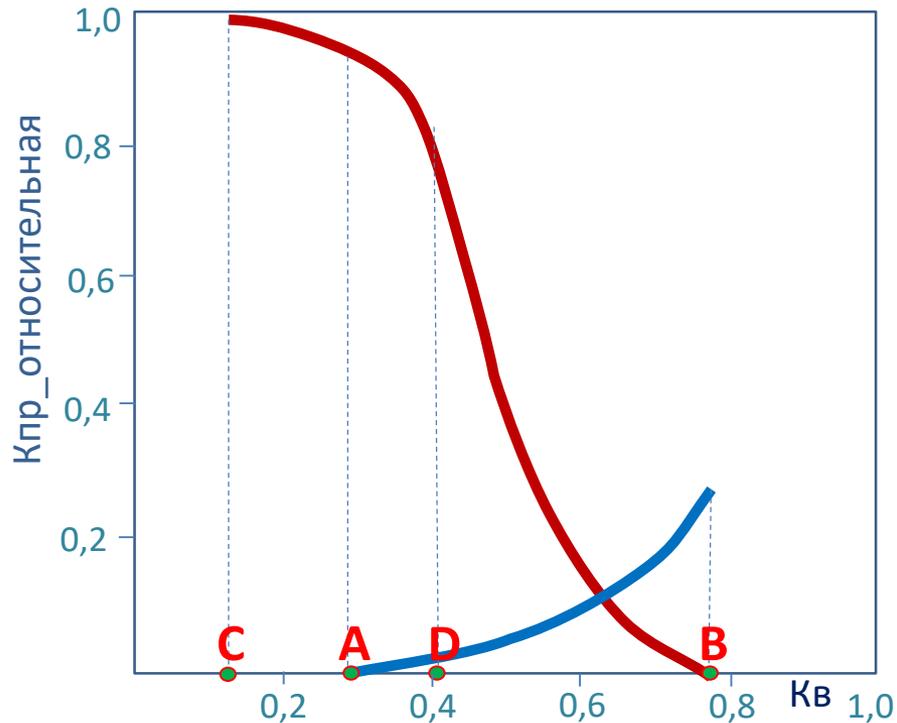
В **гидрофобном** пласте $P_k \leq 0$! Поэтому отметка, соответствующая нулевому значению P_k ,



находится **ВЫШЕ** переходной зоны! Называть эту отметку «зеркалом свободной воды» – довольно нелепо, ведь в этой точке K_v имеет (в данном случае) минимальное значение – это физически связанная вода).

Рискну предположить, что 99% нефтяников никогда не видели этой схемы.

Остаточная, связанная, критическая, неснижаемая водонасыщенность; водоудерживающая способность (1/2)



Точка **А** — точка «обнуления» фазовой проницаемости по воде. Вскрытый интервал пласта с таким значением водонасыщенности даст приток чистой нефти. Точка **А** называется *критической водонасыщенностью*.

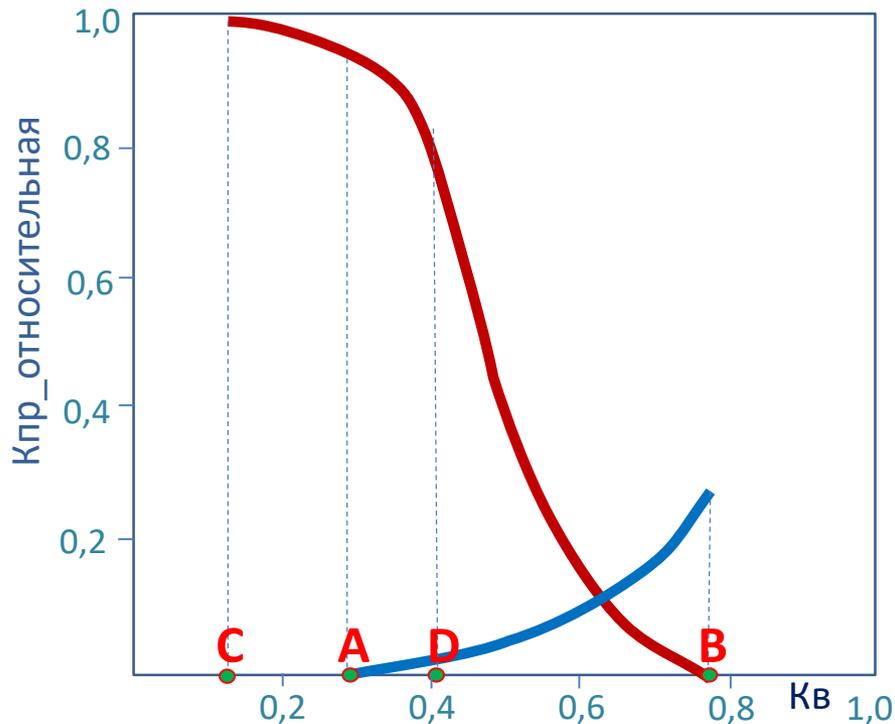
Иногда точка **А** ошибочно трактуется как минимально возможная K_v . Но нет, таковой является точка **С** — то значение K_v , которое соответствует *физически связанной воде* (слайды 81-84).

Точку **С** называют ещё *неснижаемой водонасыщенностью*, а также *водоудерживающей способностью* породы.

Следует иметь в виду, что это значение (точка **С**) является чувствительным к методу его определения и поэтому характеризуется определённой долей условности.

С точкой **В**, к счастью, всё понятно: это максимально возможное значение K_v (конечно, исключая из рассмотрения период до формирования залежи, с $K_v = 1,0$).

Остаточная, связанная, критическая, неснижаемая водонасыщенность; водоудерживающая способность (2/2)



При этом *начальная водонасыщенность залежи* (т.е. K_v до начала разработки) вполне может иметь **любое** значение в диапазоне от C до B. Это зависит, в частности, от того, какая доля залежи находится в переходной зоне. Например, это может быть значение, помеченное точкой D.

Обычно под *остаточной водонасыщенностью* ($K_{во}$) подразумевают либо точку A, либо точку C. Иногда – точку D, но это главным образом в тех случаях, когда она лежит между A и C: дело в том,

что правее точки A в коллекторе появляется свободная вода, а остаточную воду «принято» противопоставлять свободной. Хотя очевидно, что в переходной зоне залежи имеется свободная вода, так что средняя K_v может лежать и правее точки A.

М.Ю. Зубков предлагает отождествить термин $K_{во}$ с начальной водонасыщенностью залежи (точкой D), в том числе когда $D > A$. Но вряд ли удастся быстро разрешить существующую неоднозначность терминологии (она имеет место и в английском).