

Капиллярное давление в  
разведке и разработке с  
ПОЗИЦИИ ГЕОЛОГИИ

---

# Капиллярное давление

- Капиллярное давление — разность давлений между двумя несмешивающимися фазами.
- Капиллярные силы доминируют при миграции и накоплении углеводородов
- Силы вязкости доминируют во время добычи углеводородов
- От капиллярных сил зависит удержание углеводородов в ловушках и распределение контактов флюидов

# Давление флюидов под землей

- Для гидростатических условий:

- $P_f = \rho g h$

$\rho$  = плотность флюида

$g$  = гравитационная константа

$h$  = глубина или высота

- 
- Чтобы рассчитать статический градиент давления флюида

- $\rho(\text{gm/cc}) \cdot .433 = \text{градиент в psi/ft}$

- $\rho(\text{gm/cc}) \cdot .098 = \text{градиент в atm/m}$

# Система нефть/вода

- После генерации углеводороды мигрируют из нефтематеринской породы в породу-коллектор
- Движущая сила для продолжения миграции есть потенциал флюида. Направление потока определяется стремлением системы перейти от большего потенциала к меньшему (минимальному).
- Для гидростатического сечения движущая сила определяется как разность плотностей углеводорода и воды
- Выталкивающая сила =  $(\rho_w - \rho_h) \cdot 0.098 \cdot h$

# Характеристика капиллярного давления

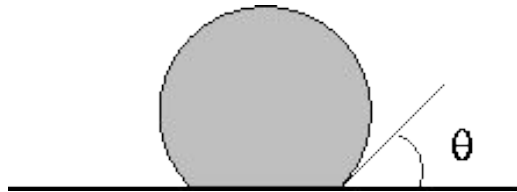
- Капиллярные силы оказывают сопротивление выталкивающей силе

$$P_c = 2\gamma \cos \theta / r_t$$

$\gamma$  = межфазное натяжение (свободная энергия на поверхности между двумя несмешивающимися флюидами)

$r_t$  = радиус порового отверстия

$\theta$  = смачиваемость (краевой угол смачивания между жидкостью и твердым телом)



$$0 < \theta < 90$$

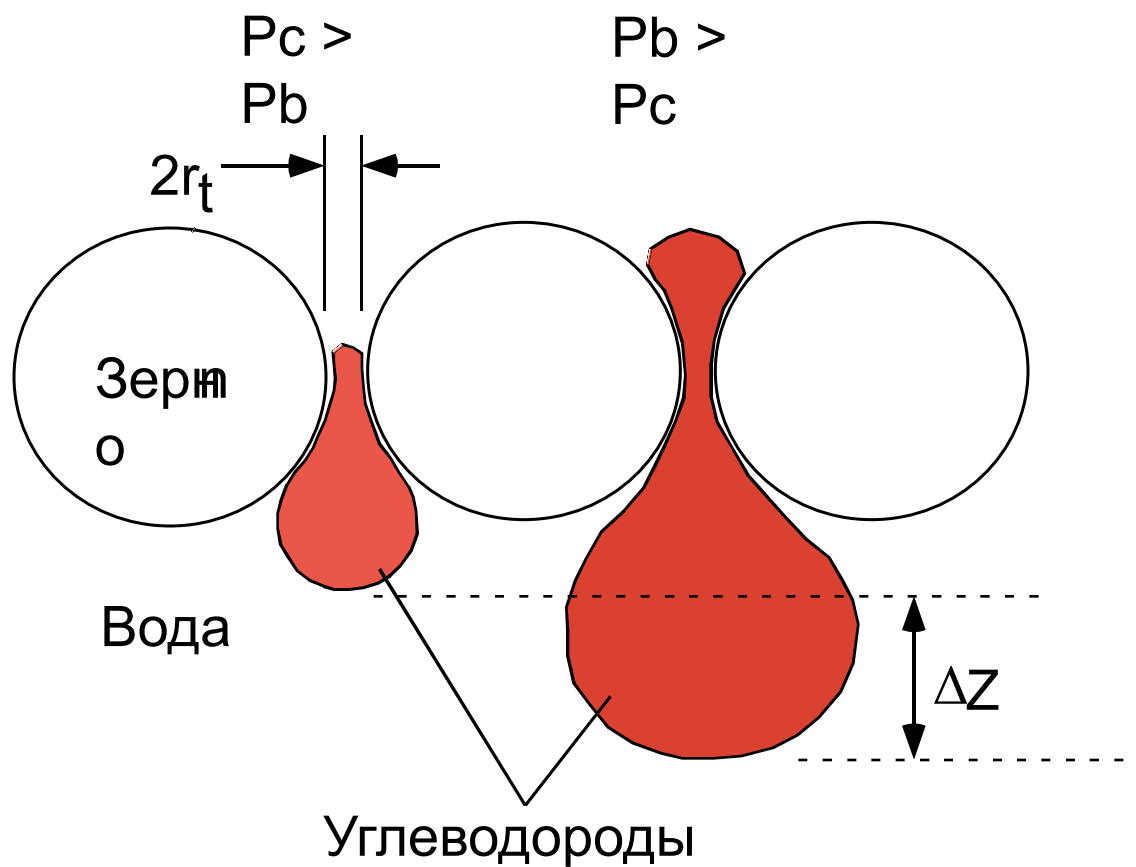
не смачивающая



$$90 < \theta < 180$$

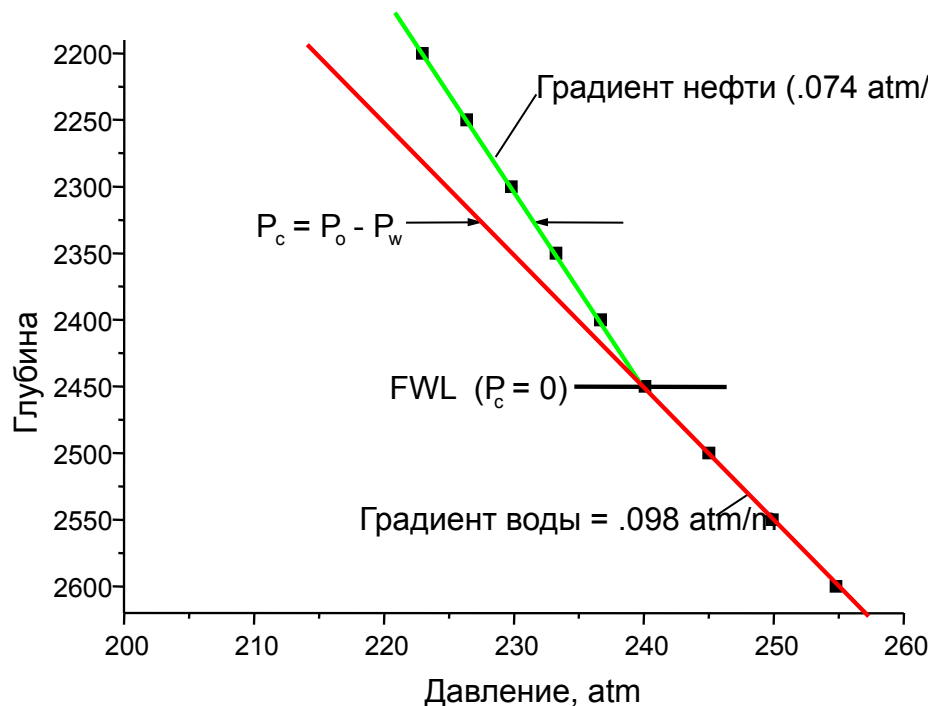
смачивающая

# Система нефть/вода



# Характеристика капиллярного давления

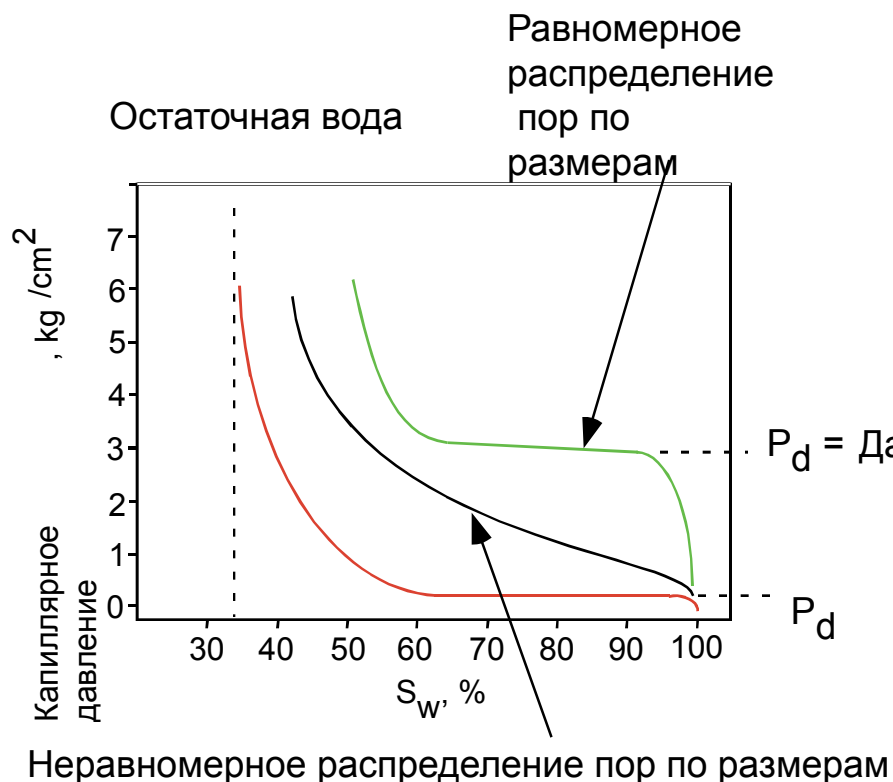
- Статический градиент давления флюида



Капиллярное давление можно также охарактеризовать как  $P_o - P_w$ , где  $P_w$  — давление в водной фазе,  $P_o$  — давление в нефтяной фазе

Градиент капиллярного Давления =  $.024 \text{ atm/m}$  выше уровня свободной воды (FWL)

# Кривые капиллярного давления

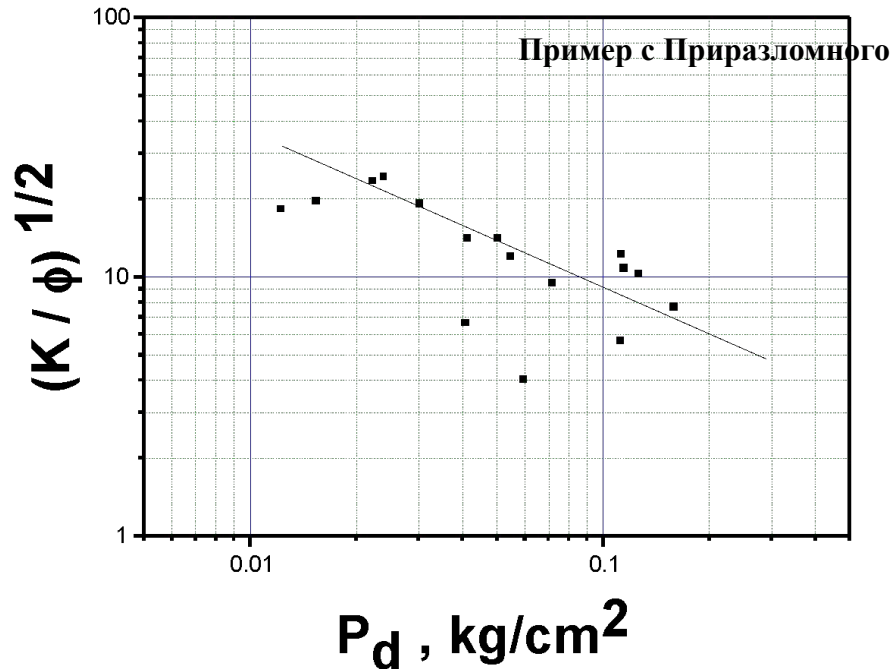


**Давление вытеснения**— капиллярное давление, при котором непрерывная нить смачивающей фазы соединяет самые крупные поры породы. Согласно экспериментам такое случается при  $\sim 10\%$  насыщенности несмачивающей фазой.

$P_d$  обратно пропорционально размеру пор  
По кривым капиллярного давления можно классифицировать типы пород, потому что схожие кривые характерны для пород с одинаковым значением проницаемости



# Кривые капиллярного давления



**В принципе, должна существовать взаимосвязь между давлением вытеснения и проницаемостью (см. график). Породы с маленькой проницаемостью характеризуются низким давлением вытеснения**

# Обращение лабораторных данных

$$\frac{P_{c \text{ res}}}{P_{c \text{ lab}}} = \frac{\gamma_r \cos\theta}{\gamma_1 \cos\theta}$$

## Для системы вода/нефть:

Межфазное натяжение,  $\gamma$ , необходимо корректировать с учетом пластовой температуры (см. Schowalter, 1979, стр. 735)  
Предположим, что  $\gamma$  не зависит от давления. Порода гидрофильная ( $\theta = 0$  градусов)

## Для тестов с нагнетанием ртути:

$P_c$  (гидрофобная)  $\sim P_c$  (воздух-ртуть)/10.5

$P_c$  (газ-вода)  $\sim P_c$  (воздух-ртуть)/5.1

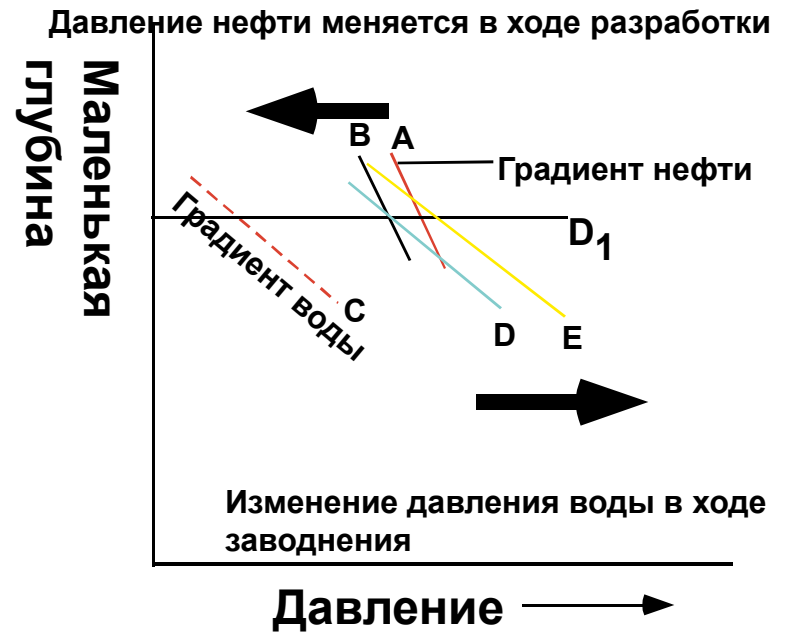
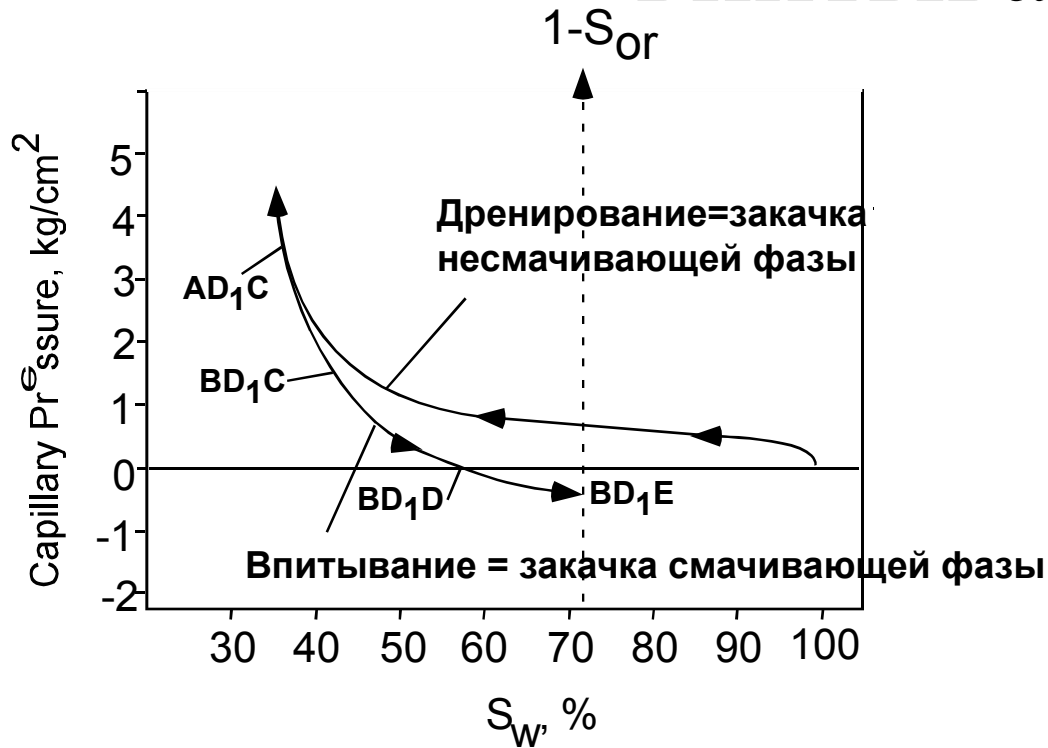
# Обращение лабораторных данных

- Капиллярное давление часто описывают как ‘высоту над уровнем свободной воды’. После обращения лабораторного  $P_c$  в пластовые условия ( $P_{c_r}$ ) можно записать:
- $P_{c_r} = (\rho_w - \rho_{hc}) g h$  где  $h$  – это высота над уровнем свободной воды
- $h = P_{c_r} / (\rho_w - \rho_{hc}) g$

# Пример расчета

- Тест на капиллярное давление в системе вода/нефть. Необходимо сделать обращение лабораторных данных ( $P_c = 3 \text{ atm}$ ) к высоте над уровнем свободной воды. Известно, что межфазное натяжение в лабораторных условиях - 28 дин/см и 20 дин/см в пластовых условиях. Плотность воды = 1.05 гр/см<sup>3</sup>, плотность нефти = .755 гр/см<sup>3</sup>.
- $P_{c_r} = (\gamma_r/\gamma_L) * P_{c_L} = (20/28)*3 = 2.143 \text{ atm}$
- $h = P_{c_r}/(\rho_w - \rho_o)*.098 = 2.143/((1.05 - .755)*.098) = 74.1 \text{ м}$

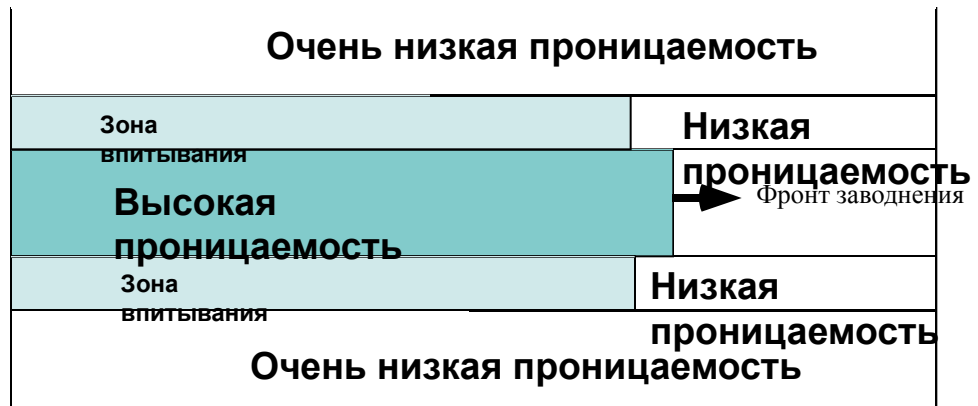
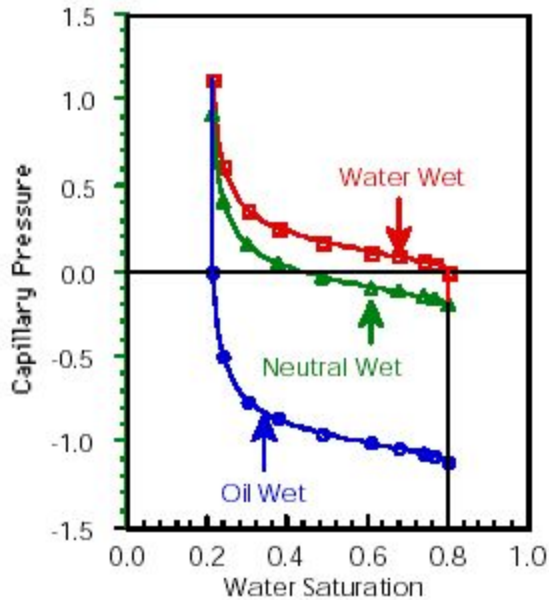
# Кривые дренирования и впитывания



Дренирование происходит, когда нефть мигрирует в ловушку, впитывание – в процессе разработки. На момент открытия месторождения была толща нефти над ВНК (А) и градиент воды (С). Капиллярное давление на глубине D<sub>1</sub>, – это разность между давлением нефти в точке AD<sub>1</sub> и градиентом воды. Во время разработки давление нефти – снижается до В. Обратите внимание, что когда давление нефтяной фазы снижается, капиллярное давление тоже – падает, и кривая приближается к кривой впитывания, от AD<sub>1</sub>C к BD<sub>1</sub>C. Если вскоре начинается заводнение, – давление в нефтяной фазе растет, с (С) до (D). Капиллярное давление в BD<sub>1</sub>D равно нулю. Продолжение – заводнения может привести к увеличению давления в водной фазе (Е). В точке (BD<sub>1</sub>E), капиллярное давление имеет – отрицательное значение на глубине D<sub>1</sub>, потому что P<sub>o</sub> – P<sub>w</sub> < 0.

# Смачиваемость и впитывание

Кривые впитывания



Впитывание происходит в зонах, примыкающих к фронту заводнения в низкопроницаемой породе

**В обычных условиях заводнения:**  
 Извлечение (гидрофильн.) >  
 Извлечение (промежут.) >  
 Извлечение (гидрофобн.)

# Скопление углеводородов

- Если  $P_c \gg P_b$ , значит, имеется затвор и могут скапливаться углеводороды
- Если известны капиллярные свойства затвора, то можно прогнозировать размер углеводородных скоплений
- Контакты флюидов зависят, в основном, от капиллярных свойств разных типов пород в пласте

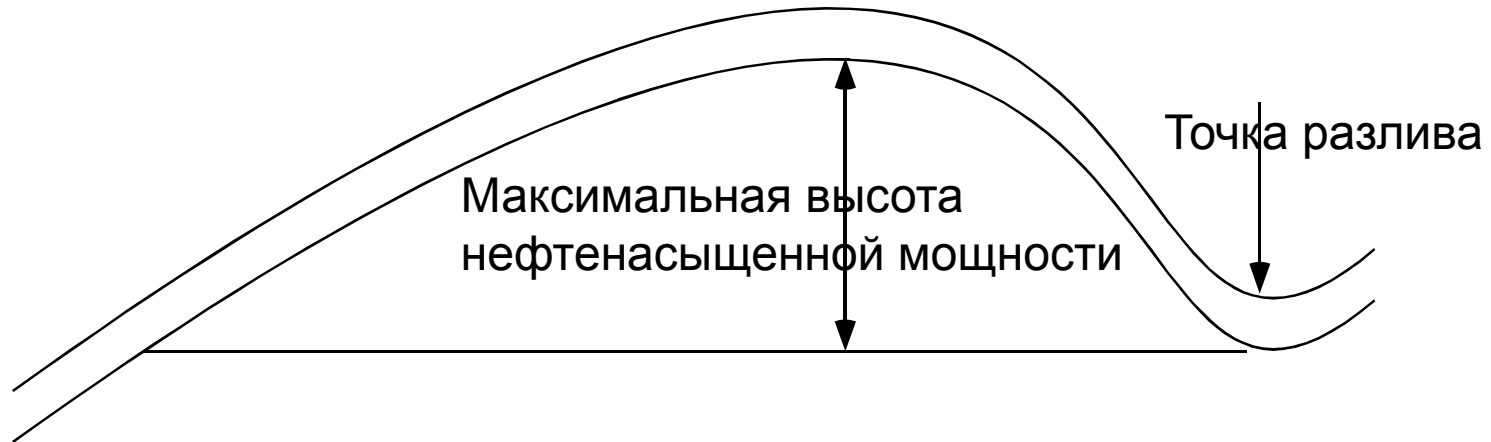
# Пример расчета

- Расчет потенциальной мощности углеводородной залежи
  - Предположим, что  $P_d$  для затвора =  $5 \text{ кг/см}^2$  и градиент капиллярного давления,  $\delta P_c / \delta h = .024 \text{ atm/m}$
  - Тогда  $5 \text{ кг/см}^2 * (1 \text{ atm} / .9678 \text{ кг/см}^2) = 5.2 \text{ atm}$
  - И  $5.2 \text{ atm} / (.024 \text{ atm/m}) = \underline{217 \text{ м}}$

**Внимание!** Здесь приведен расчет максимальной высоты нефтенасыщенной мощности, которая в действительности может быть меньше по ряду причин

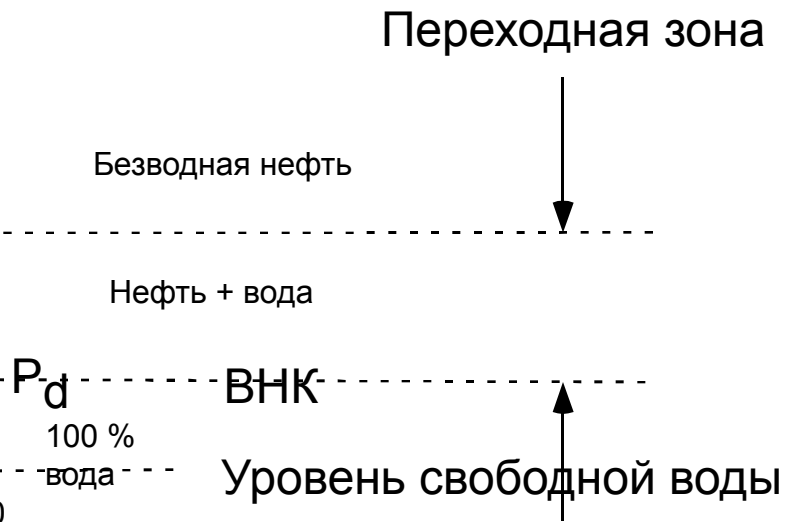
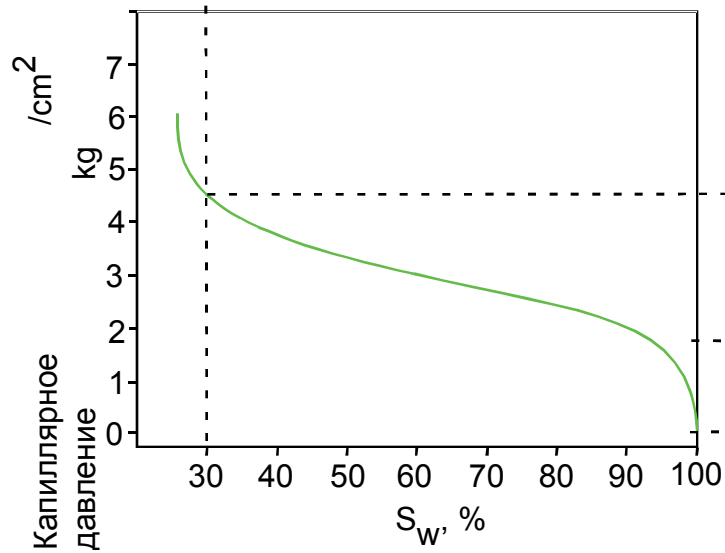
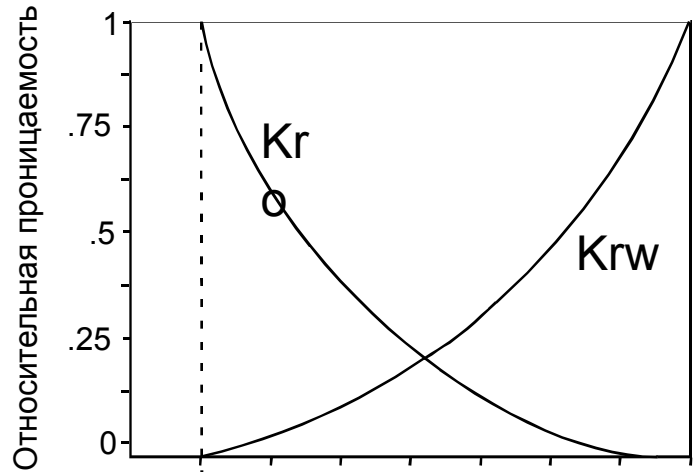


# Контакты флюидов в структурных ловушках

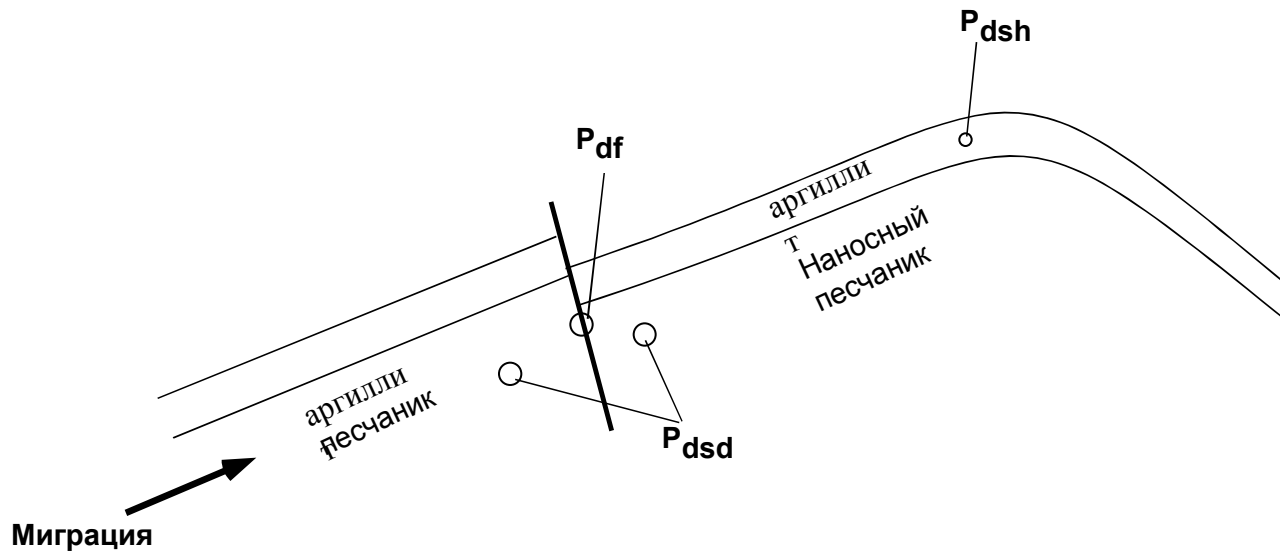


Наличие точки разлива будет влиять на высоту нефтенасыщенного интервала, если емкость затвора больше высоты до точки разлива

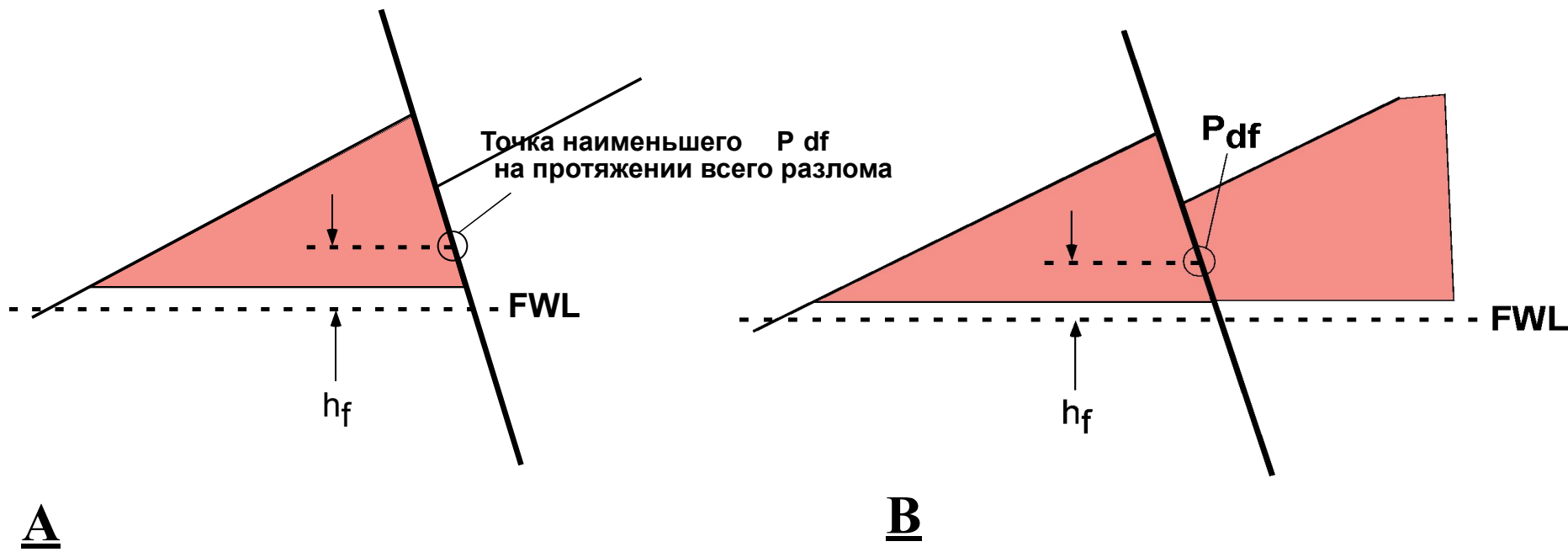
# Контакты флюидов



# Контакты флюидов в структурных ловушках

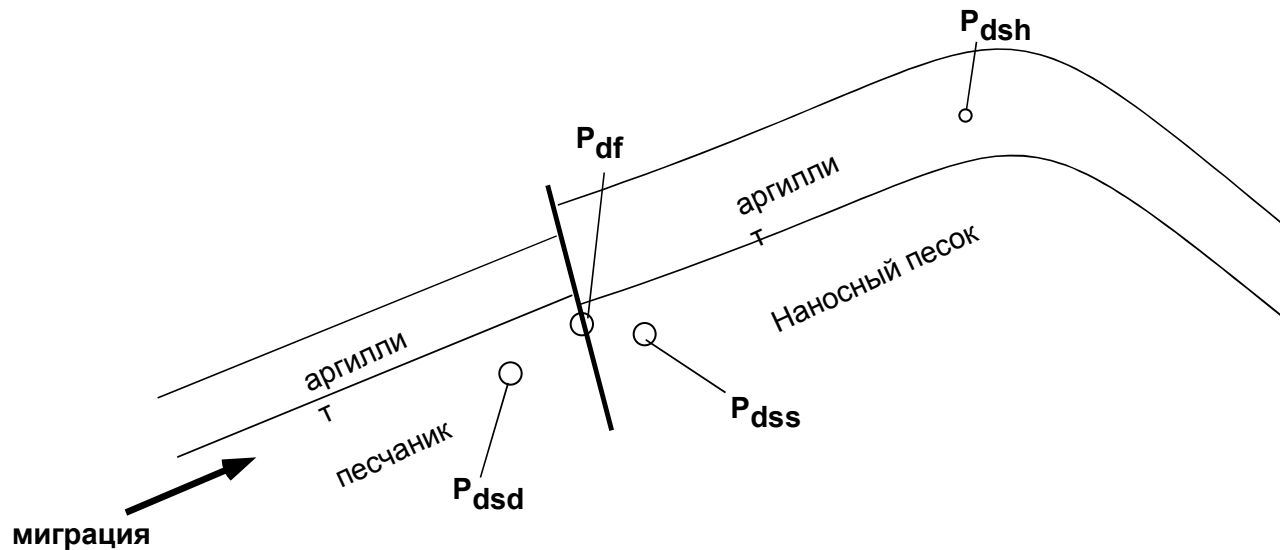


Пример: предположим  $P_{dsh} \gg P_{df} > P_{dsd}$  и  $P_{df}$  минимально в указанных точках

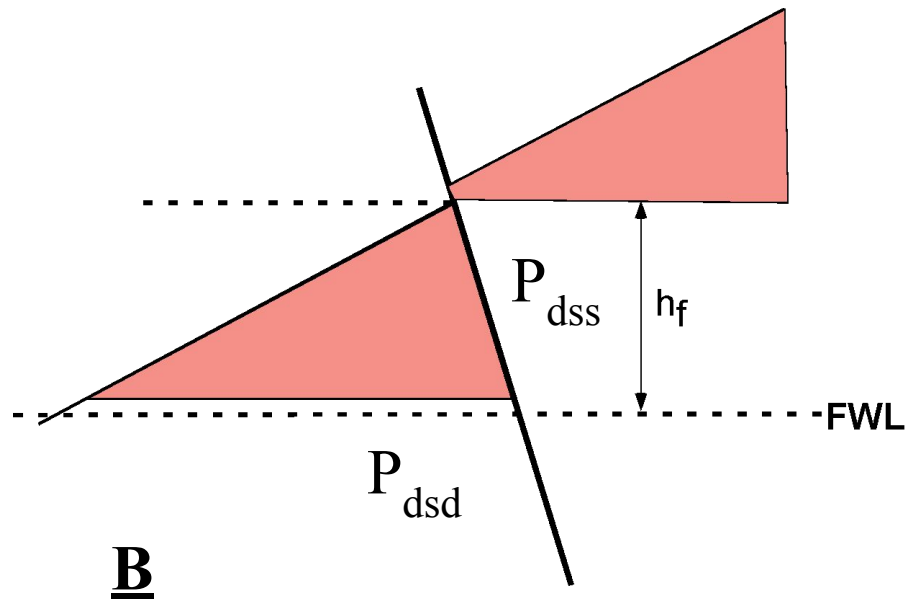
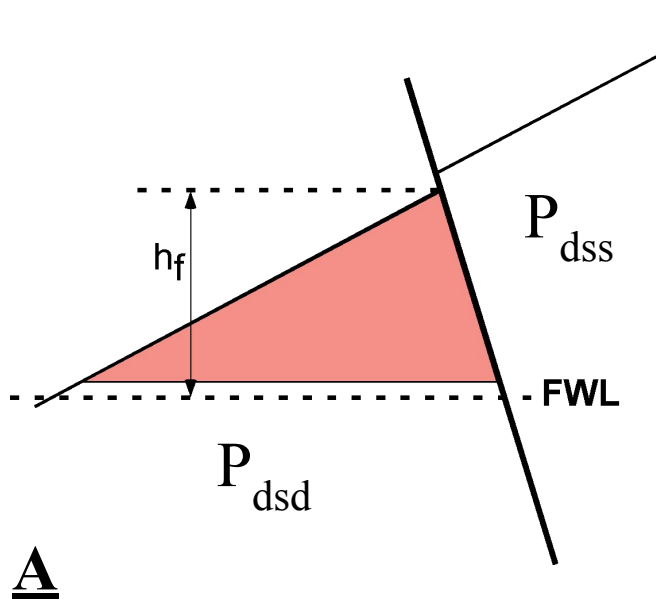


1. Нефть мигрирует в структуру и начинает скапливаться на разломе
2. Когда высота нефтенасыщенной мощности,  $h_f$ , превышает  $P_{df}$ , нефть начинает протекать вдоль разлома (**A**)
3. По мере того как нефть продолжает мигрировать в структуру, нефтенасыщенная мощность на востоке разлома не увеличивается в высоте, потому что нефть продолжает протекать через разлом и мигрировать в верхнюю часть пласта
4. Когда нефтенасыщенный интервал в восточной части пласта достигает уровня западной части (**B**), оба столба (интервала) спускаются вниз

# Контакты флюидов в структурных ловушках



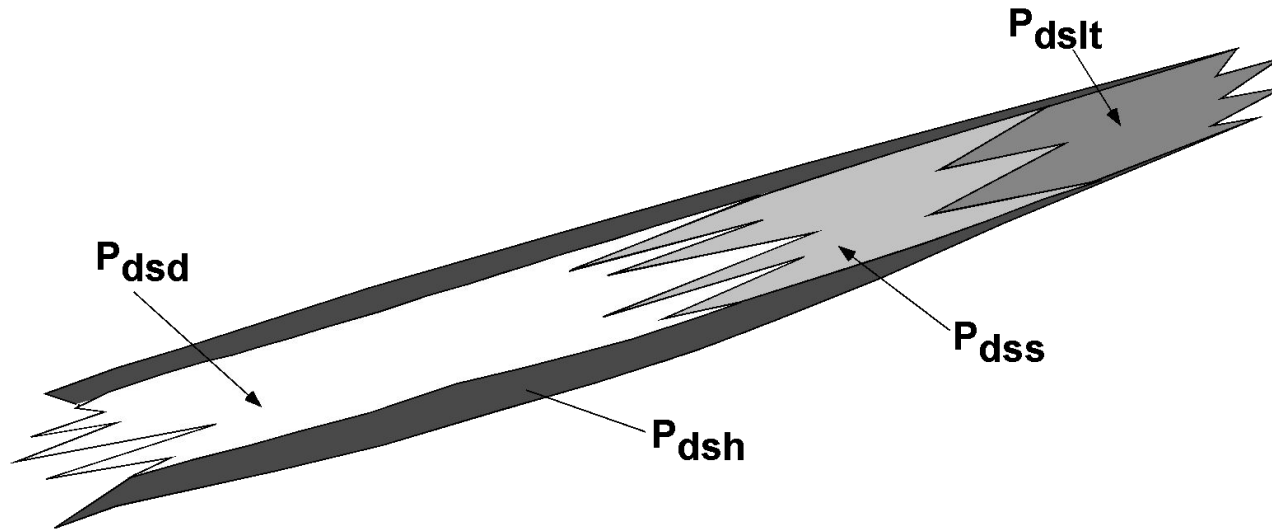
Пример: Предположим  $P_{dsh} \gg P_{df} \sim P_{dss} > P_{dsd}$



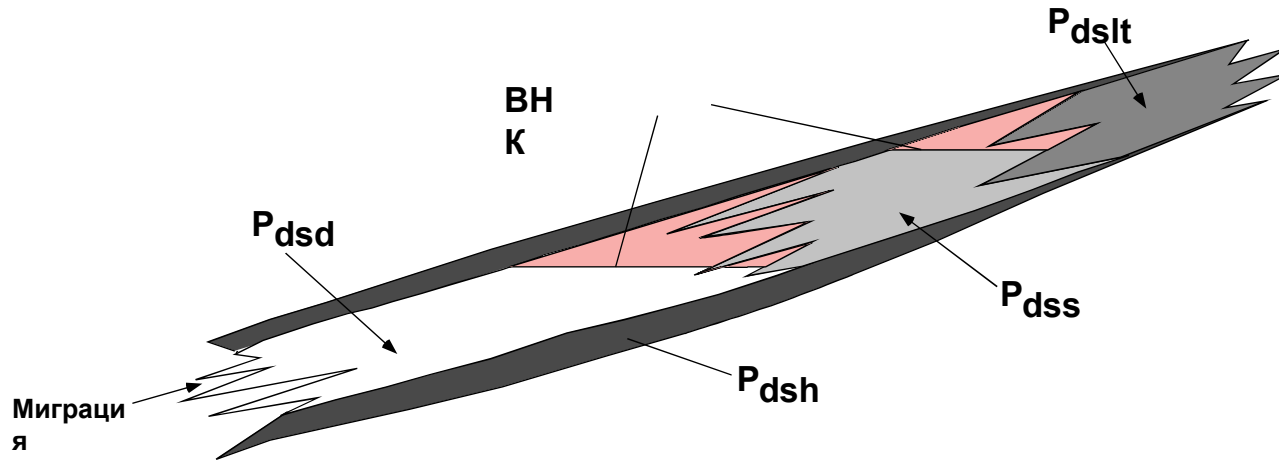
1. Нефть мигрирует в структуру и начинает скапливаться на границе разлома между песчаником  $P_{dsd}$  и наносным песчаником  $P_{dss}$
2. Когда высота нефтяной залежи,  $h_f$ , превышает  $P_{dss}$ , нефть начинает протекать вдоль разлома (A)
3. По мере того как нефть продолжает мигрировать с структуры, восточная часть разлома заполняется до тех пор, пока обе части не начнут контактировать (B)
4. При продолжении миграции оба нефтенасыщенных интервала будут снижаться, при этом контакты флюидов смещены

**! Обратите внимание, что в данном случае баланс контакта флюидов не имеет ничего общего с разломом, а зависит от капиллярных свойств пласта с обеих сторон от разлома.**

# Контакты флюидов в стратиграфических ловушках



Пример:  $P_{dsh} > P_{dslt} \gg P_{dss} > P_{dsd}$



1. Нефть мигрирует в стратиграфическую ловушку и скапливается в песчанике  $P_{dsd}$
2. Когда высота нефтяного скопления превышает  $P_{dss}$ , нефть начинает утекать в вышележащую структуру
3. Нефть продолжает мигрировать в ловушку, нефтенасыщенная толщина в песчанике  $P_{dsd}$  не увеличивается, пока нефтеносный интервал  $P_{dss}$  не вступит в контакт с интервалом  $P_{dsd}$
4. Оба нефтенасыщенных интервала снижаются, но смещение ВНК остается (точно также как и в предыдущем примере)

**Важно! Определить контакты крайне сложно с использованием только гидродинамических испытаний. Необходимы также данные по капиллярному давлению и каротажи.**



# Потенциал флюида

Потенциал флюида - это работа, необходимая для перемещения массы флюида из одной точки в другую.

Если мы возьмем какую-то глубину,  $z_0$ , и давление,  $p_0$ , то потенциал флюида на этой глубине,  $\Phi$ , равен

$$\Phi = g(z-z_0) + (p-p_0)/\rho$$

Где  $\rho$  - это плотность флюида

Если  $Z_0 = 0$  (уровень моря) и  $P_0 = 1 \text{ atm}$ , тогда

$$\Phi = gZ + P/\rho$$

# Закон Дарси и потенциал флюида

Дарси доказал, что разница в массе флюида,  $\Delta h$ , образуется за счет флюида, который течет со скоростью фильтрации,  $u$ , через участок зернистого материала длиной,  $L$ , при константе  $K$ .

$$u = (K * \Delta h) / L \quad (1)$$

Давление в точке на расстоянии  $Z$ , выше нулевой глубины, можно записать как

$$P = \rho g(h - Z) \quad \text{или} \quad hg = (P/\rho + gZ) = \Phi$$

Если заменить это значение в (1), мы получим

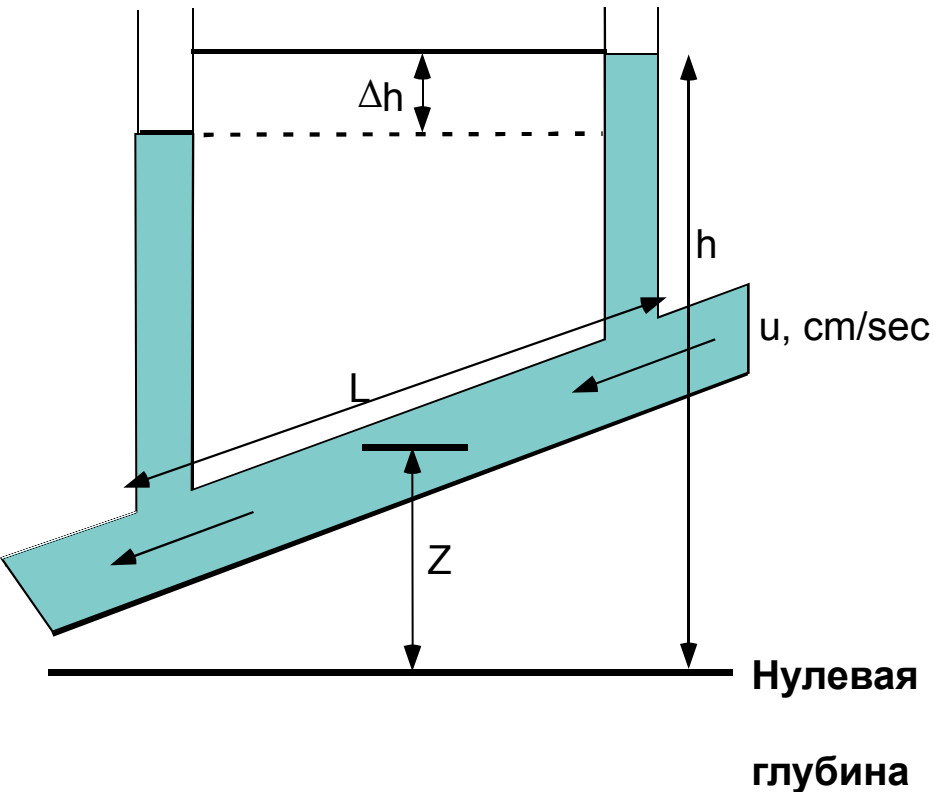
$$u = (K/g) * d\Phi/dL \quad \text{или}$$

$$u = (K/g) * (1/\rho * dP/dL + g * dZ/dL)$$

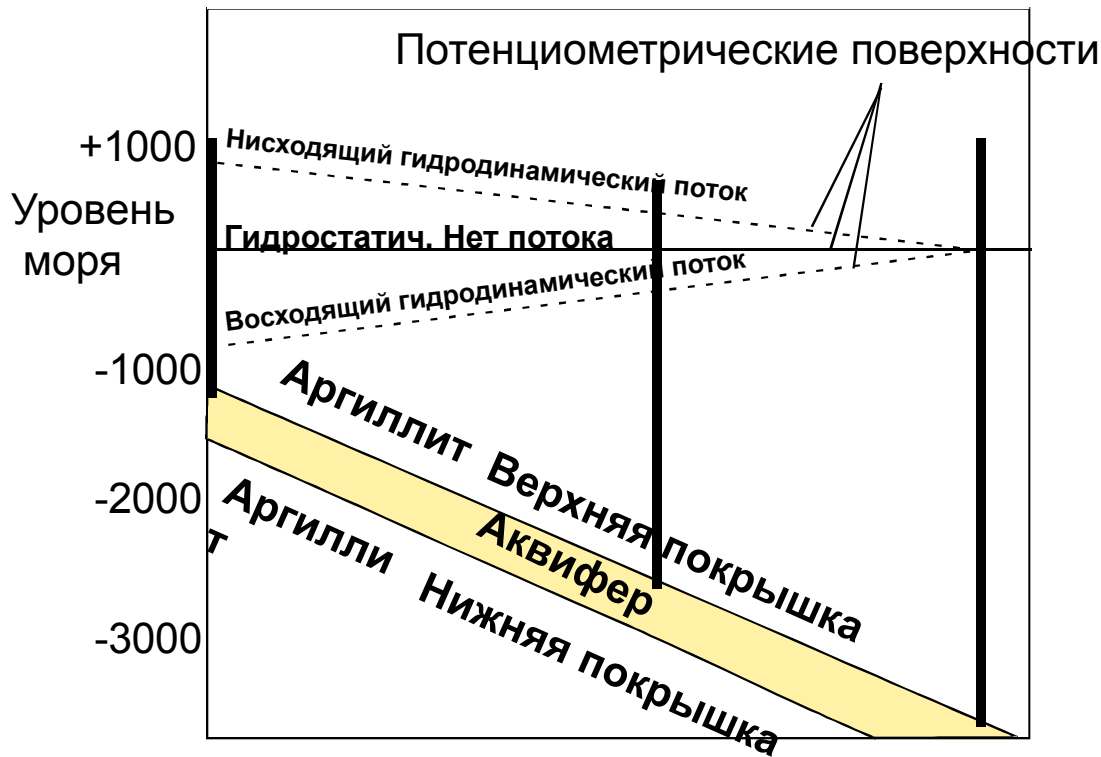
Изменив  $K/g$ , чтобы сделать поправку на другие флюиды кроме воды, можно записать

$$u = k/\mu * (dP/dL + \rho g * dZ/dL)$$

В большинстве случаев переменная  $dZ/dL$  очень мала, и ею можно пренебречь, НО для большого расстояния – НЕЛЬЗЯ!



# Давление флюида при гидродинамическом потоке



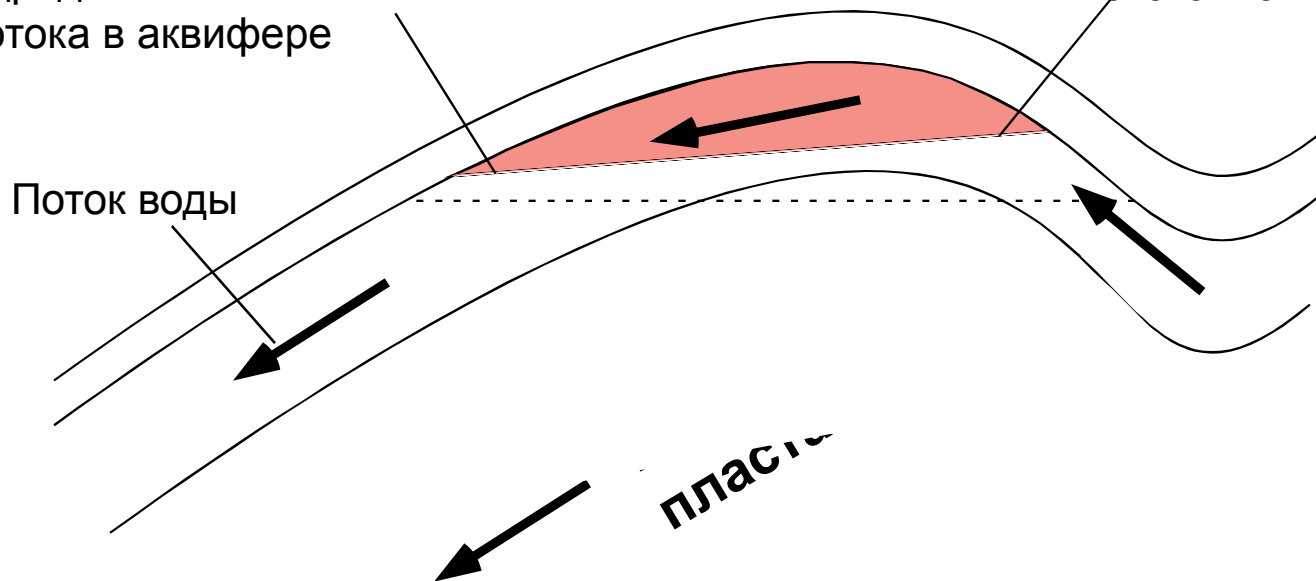
Поток воды в аквифере движется за счет градиента наклона породы и протяженности аквифера. Если аквифер прерывается изменениями фаций или разломами, то гидродинамический поток сократится или его может не быть вообще.

Наличие пресной воды на глубине может быть признаком гидродинамического потока под поверхностью.

# Влияние гидродинамического потока

Контакт перемещается вниз под влиянием гидродинамического потока в аквифере

Контакт перемещается вверх под влиянием гидродинамического потока в аквифере



**Наклонные контакты за счет гидродинамического потока обусловлены:**

1. Градиентом наклона пласта
2. Протяженностью градиента потока

# Влияние гидродинамического потока

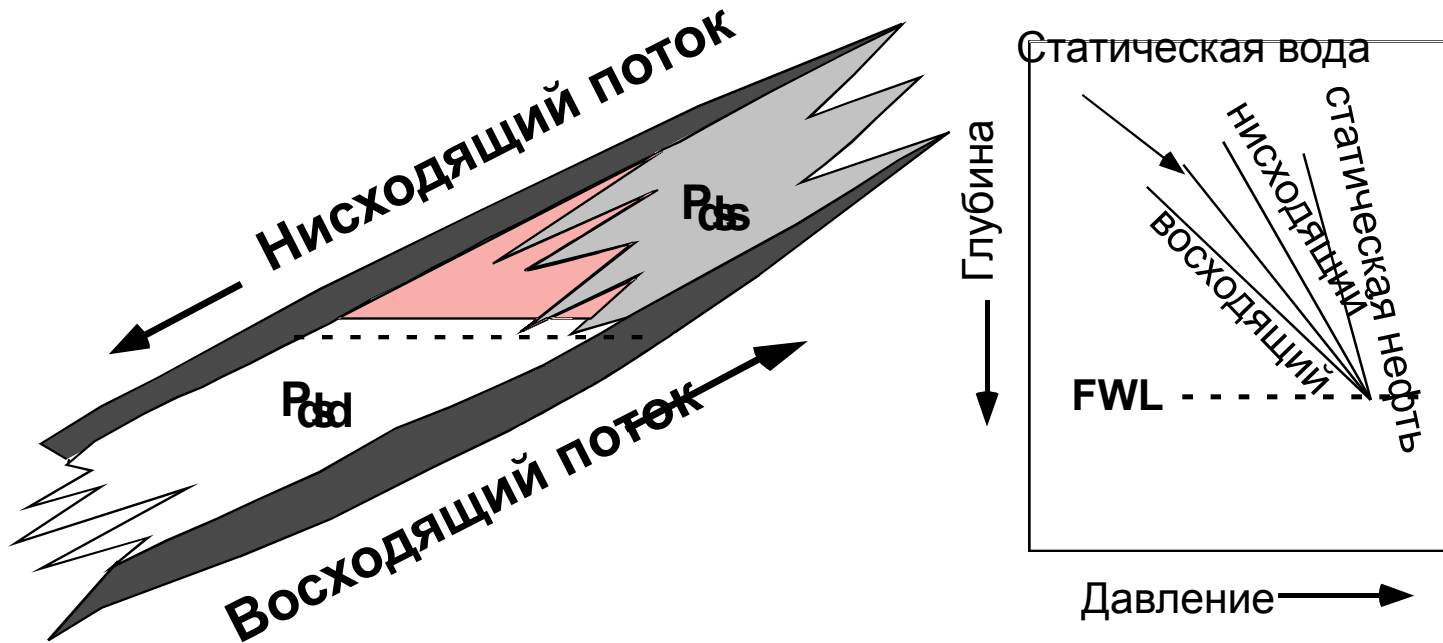


Структурная карта показывает накопления нефти в гидростатических условиях



Та же карта, но при условии гидродинамич. потока. Направление потока перпендикулярно потенциометрическим контурам. Обратите внимание, что контакты флюидов не совпадают со структурными контурами

# Гидродинамический поток и капиллярное давление



При нисходящем потоке воды, выталкивающая сила (разность давлений между нефтью и водой в верхней части) меньше, чем для гидростатических условий. Это можно представить как потенциал воды, уменьшающий силу выталкивания нефти. Это значит, что нисходящий поток увеличивает потенциал покрышки. Для восходящего потока все как раз наоборот.

# Выводы

Потенциал флюида – это движущая сила при миграции углеводородов

Капиллярное давление регулирует накопительный потенциал ловушек

Контакты флюидов зависят от капиллярных свойств породы и относительной проницаемости

Чтобы определить смещение или наклонные контакты, необходимы данные гидродинамических испытаний, информация о капиллярных свойствах и каротажи

# Задачи

## Задача #1

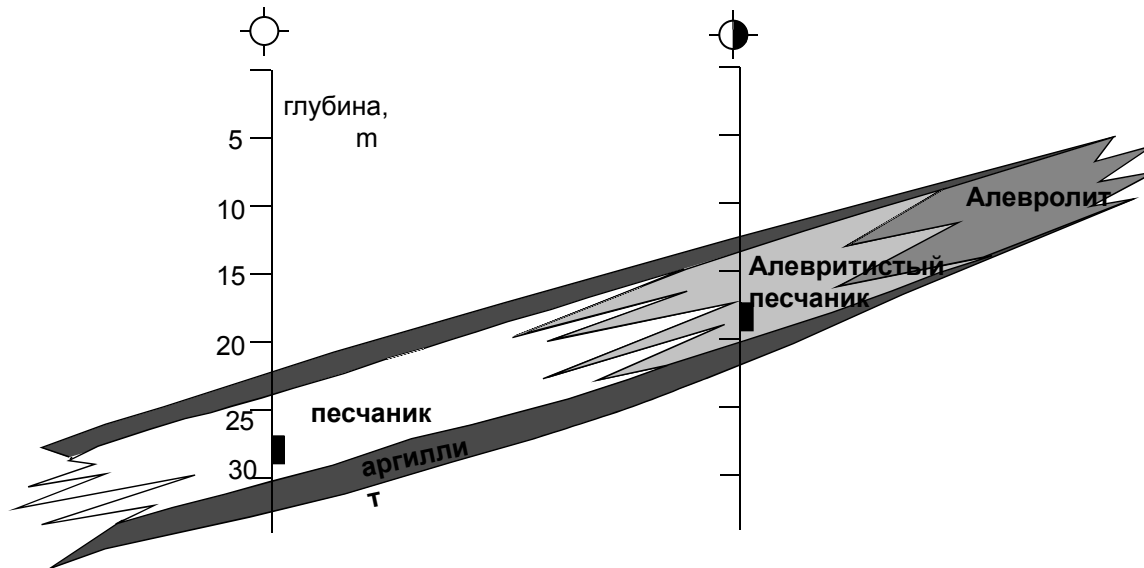
Используя приведенные данные капиллярного давления, рассчитайте высоту переходной зоны, характерной для данного типа породы. Обратите внимание, что большинство тестов проводились в системе воздух/вода, за исключением двух примеров с нагнетанием ртути. Предположим, что полученное в лабораторных условиях межфазное натяжение (28 дин/см) справедливо для системы нефть/вода и гидрофильной породы. Межфазное натяжение на границе раздела воздуха и воды в стандартных условиях составляет 72 дин/см. Пластовая температура -- 88 °C (190 °F), плотность нефти -- .87 г/см<sup>3</sup>, плотность воды -- .987г/см<sup>3</sup>. Допустим, относительная проницаемость о воде равна нулю при  $S_w = .45$ . Сопоставьте размер переходной зоны с проницаемостью, построив кроссплот по двойной логарифмической шкале.



# Задачи

## Задача #2

Две скважины было пробурено в стратиграфической ловушке (см. рис.). Первая скважина (внизу) дала 100% воды, причем со значительным дебитом (интервал перфорации обозначен черным). Приведенные ниже капиллярные свойства были определены по керну, отобранному из этой скважины. Там не было обнаружено признаков нефти. Вторую скважину пробурили выше и протестировали интервал, заштрихованный черным цветом. В результате пошла вода и нефть при 50% обводненности. Капиллярные свойства керна приведены ниже. Плотность нефти --  $0.87 \text{ г/см}^3$ , плотность воды --  $0.987 \text{ г/см}^3$ . Допустим, что межфазное натяжение для воды/воздуха в стандартных условиях --  $72 \text{ дин/см}$ , для нефти/воды в лабораторных условиях --  $28 \text{ дин/см}$ . Пластовая температура --  $88^\circ\text{C}$  ( $190^\circ\text{F}$ ). Где следует бурить новую скважину? Подкрепите свой ответ расчетами.



# Задачи

## Задача #3

Приобское месторождение – это, преимущественно, стратиграфическая ловушка. До настоящего времени не было добычи пластовой воды. Поэтому, уровень свободной воды не определен. Используйте данные по капиллярному давлению для системы вода/воздух и керновые данные, чтобы определить уровень свободной воды. Плотность нефти --.87 г/см<sup>3</sup>, плотность в единицах API -- 28.9°. Пластовая температура -- 88° C (190° F). В 1 литре пластовой воды содержится 20,000 мг. растворенных мех. примесей. Межфазное натяжение для воздуха/воды -- 72 дин/см.