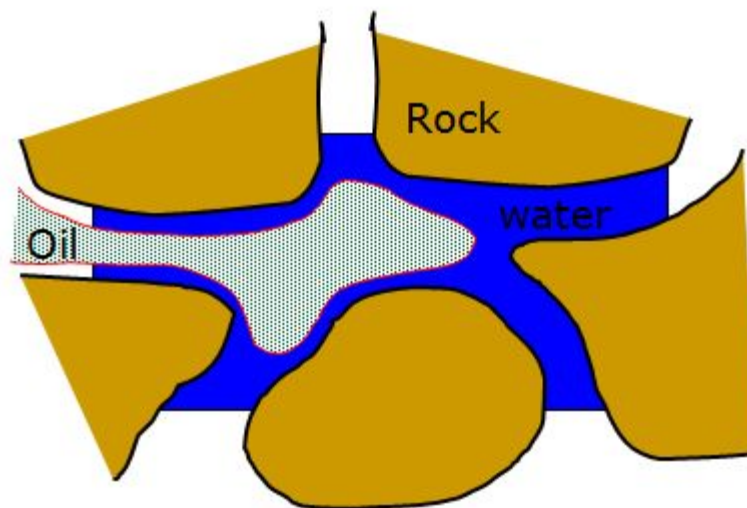
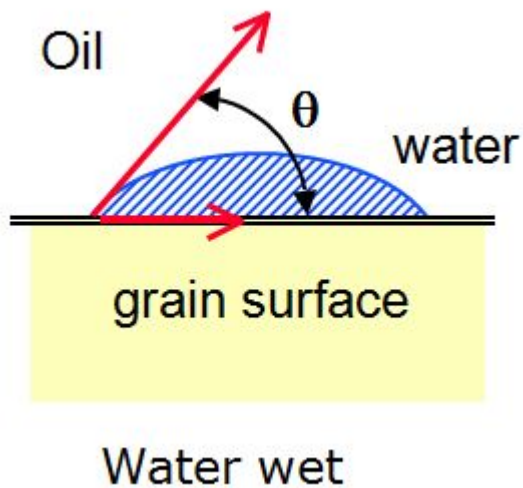


# Физико-математические аспекты нефтегазового дела

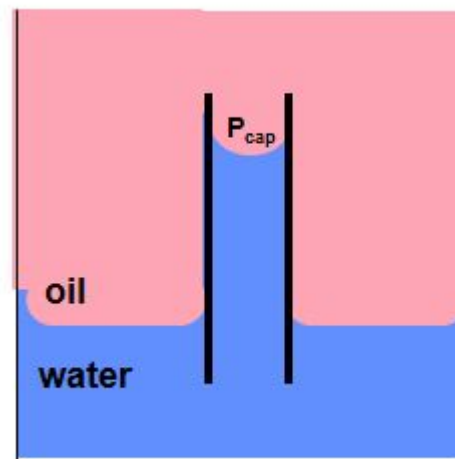
Основы подземной гидродинамики. Многофазные потоки флюидов в пористых средах



# Проявление сил поверхностного натяжения

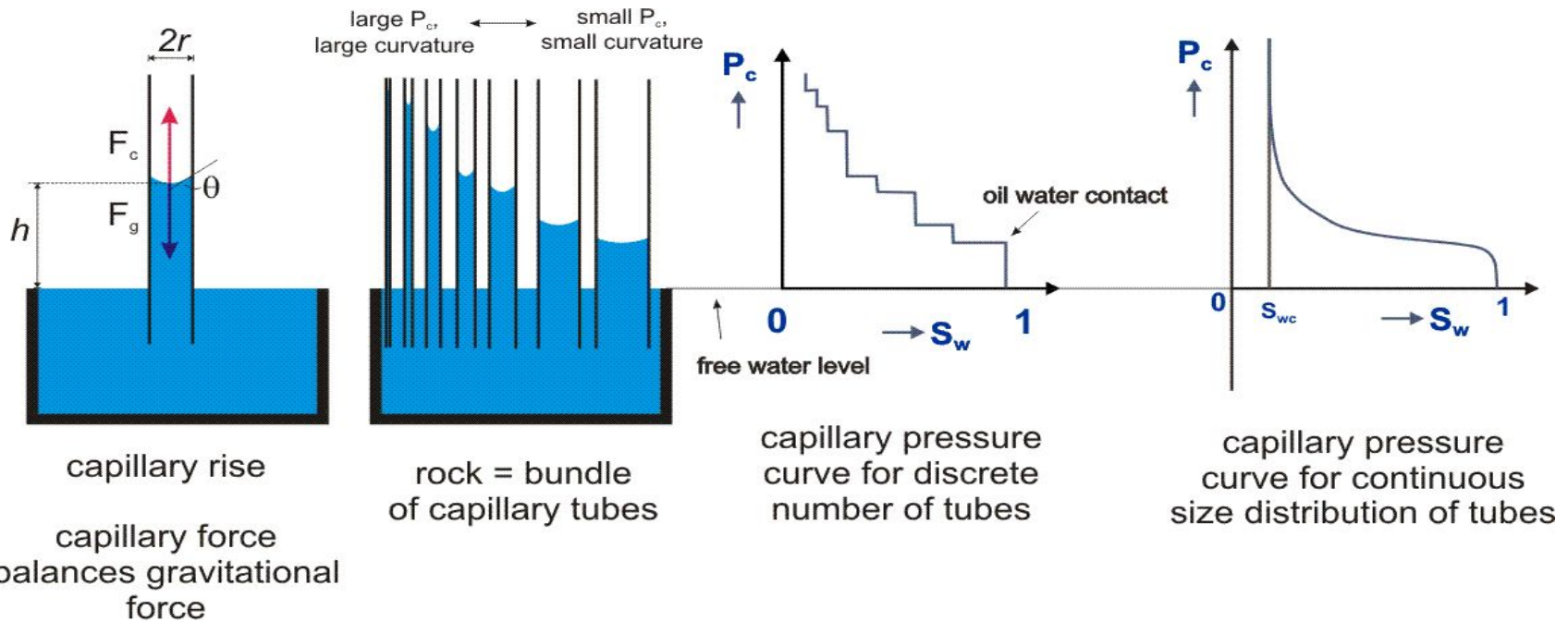


**Смачиваемос  
ть**



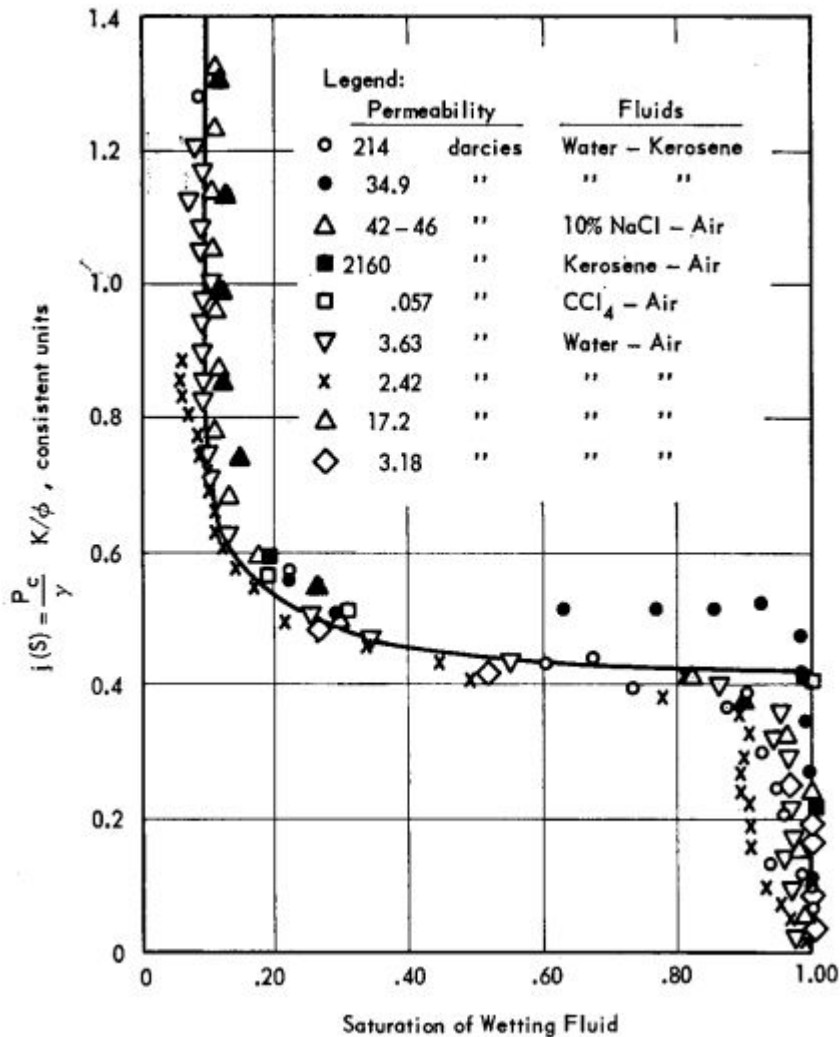
**Капиллярное  
давление**

# Кривая капиллярного давления



$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} = \Delta\rho gh = P_g$$

# Обезразмеривание кривой капиллярного давления $P_c$ . Функция Лавретта $J(S_w)$

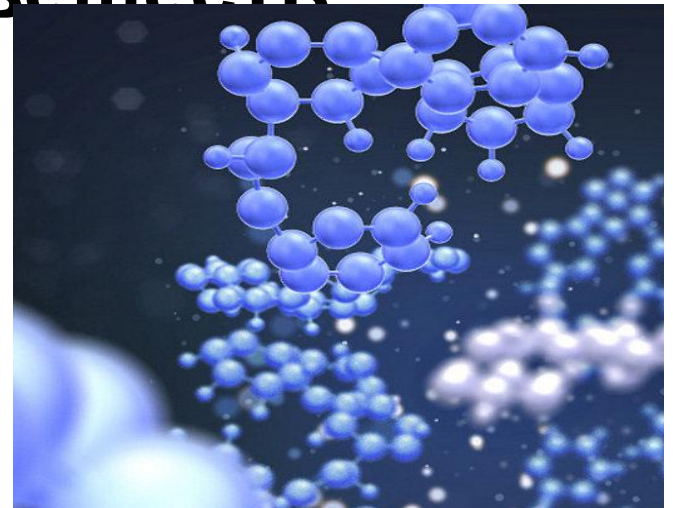
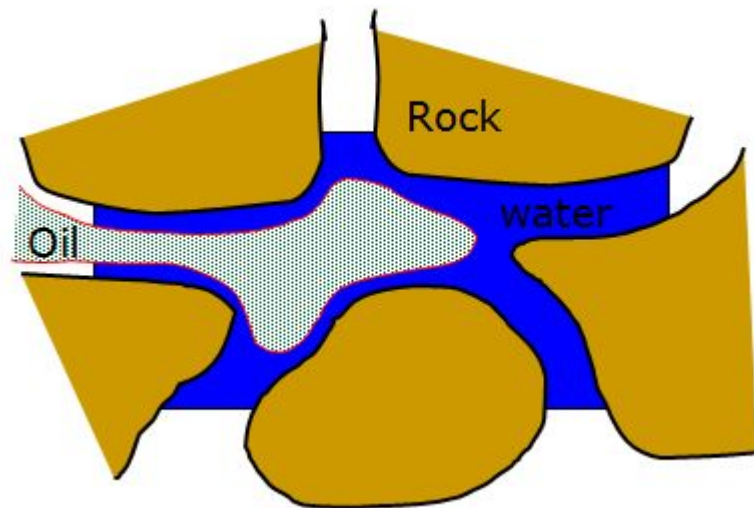


$$P_c = \sigma \cos \theta \sqrt{\phi / k} J(S_w)$$

$$J(S) = \frac{P_k(S)}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\Phi}}$$

# Механика многофазных процессов

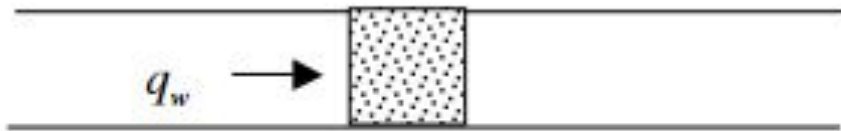
- Что такое фаза? Что такое компонента?
- Приведите примеры многофазного и **ОГО ВЕЩЕСТВ**



# Интегральные и дифференциальные уравнения сохранения.

## Derivation of the Buckley-Leverett equation

For a displacement process where water displaces oil, we start the derivation with the application of a mass balance of water around a control volume of length  $\Delta x$  of in the following system for a time period of  $\Delta t$ :



The mass balance may be written:

$$[(q_w \rho_w)_x - (q_w \rho_w)_{x+\Delta x}] \Delta t = A \Delta x \phi [(S_w \rho_w)^{t+\Delta t} - (S_w \rho_w)^t]$$

which, when  $\Delta x \rightarrow 0$  and  $\Delta t \rightarrow 0$ , reduces to the continuity equation:

$$-\frac{\partial}{\partial x}(q_w \rho_w) = A \phi \frac{\partial}{\partial t}(S_w \rho_w)$$

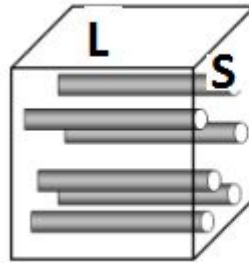
# интегральных к дифференциальным уравнениям:

- Функции непрерывные,
- Объем произвольный,
- Элементарный объем  $l^3 \ll dV \ll L^3$

# Характерный размер пор

$$q = -\frac{N\pi r^4}{8} \cdot \frac{\Delta P}{\mu L}$$

Формула  
Пуазейля



Actually, tubes are not straight



$$q = -kS \frac{\Delta P}{\mu L}$$

Формула  
Дарси

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V} = \frac{\pi N r^2 L}{SL} = \pi n r^2$$

$$k = \frac{N\pi r^4}{S8} = \frac{\pi n r^4}{8}$$

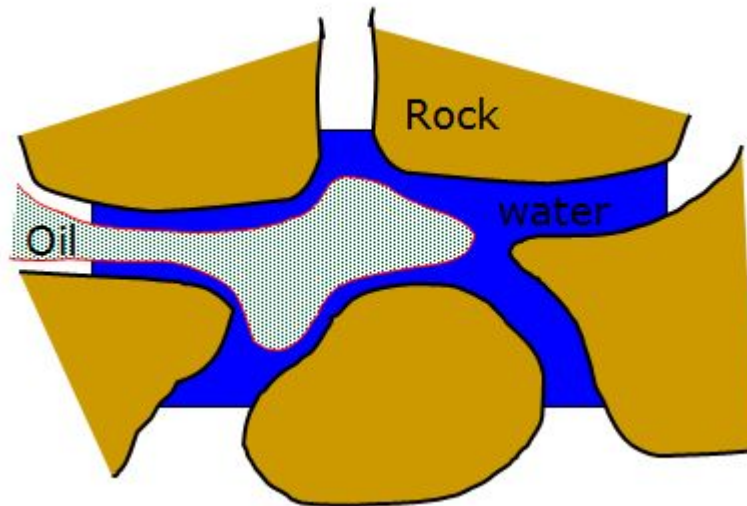
$$r = \sqrt{\frac{k}{8\phi}}$$

$$k = FZI \frac{\phi^2}{(1 - \phi)^3}$$



# Характерный размер пор

- Проницаемость кернов 2, 20, 100 мДа, пористость 12, 17, 20%.
- Определить характерный размер пор в этих кернах



# Примеры, когда переход от интегральных к дифференциальным уравнениям возможен, когда нет.

- Фильтрация воды и нефти в пласте
- Фильтрация воды и нефти в керновых экспериментах
- Движение флюидов в керне с продольной трещиной
- Движение ганглии нефти по пористой среде

# Фильтрация нескольких жидкостей и газа

Уравнение сохранения массы

$$i = w, o, g$$

$$\rho_i^0(p_1) = \rho_i^0(p_0) e^{\beta_i(p_1 - p_0)}$$

$$l = w, o$$

Уравнения состояния

# Закон Дарси для многофазного потока

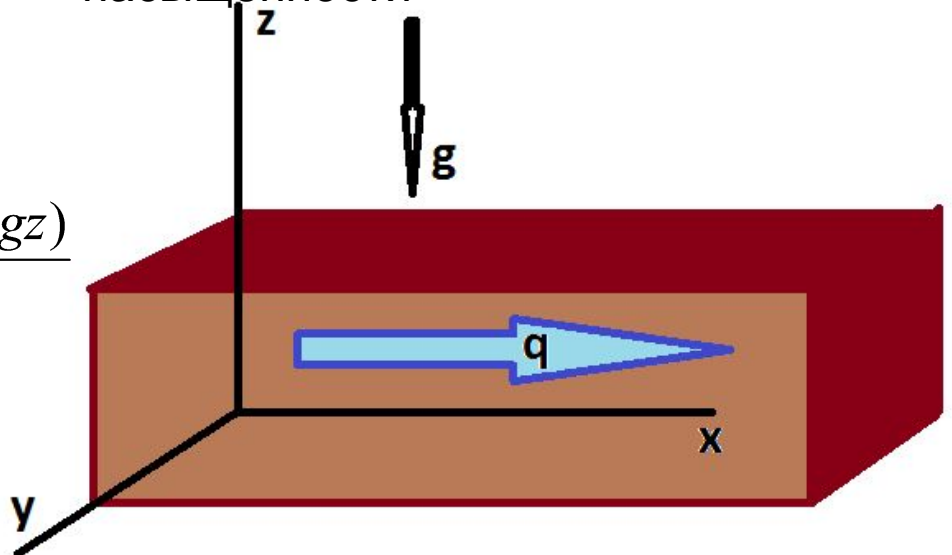
$$\bar{q}_i = \varphi v_i = -\frac{k \cdot f_i(S)}{\mu} \text{grad}(P_i + \rho_i g z)$$

$$(q_i)_x = \varphi (v_i)_x = -\frac{k \cdot f_i(S)}{\mu} \frac{\partial p_i}{\partial x}$$

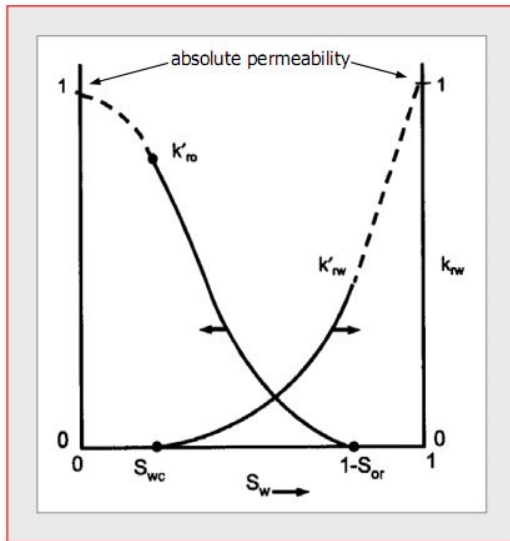
$$(q_i)_y = \varphi (v_i)_y = -\frac{k \cdot f_i(S)}{\mu} \frac{\partial p_i}{\partial y}$$

$$(q_i)_z = \varphi (v_i)_z = -\frac{k \cdot f_i(S)}{\mu} \frac{\partial (p_i + \rho_i g z)}{\partial z}$$

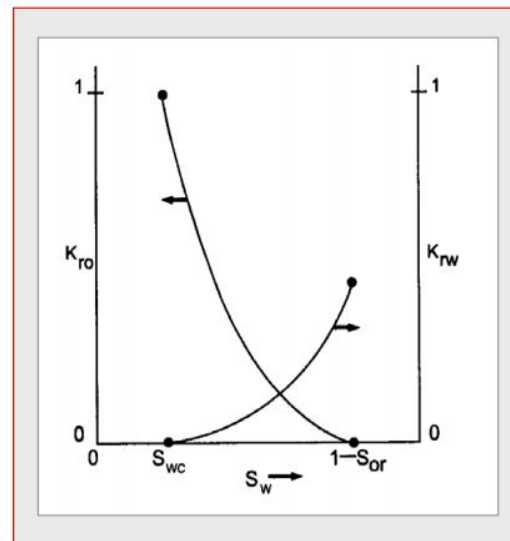
Эксперименты Леверетта с различными жидкостями и давлениями,  $f_i(S)$  зависит только от насыщенности



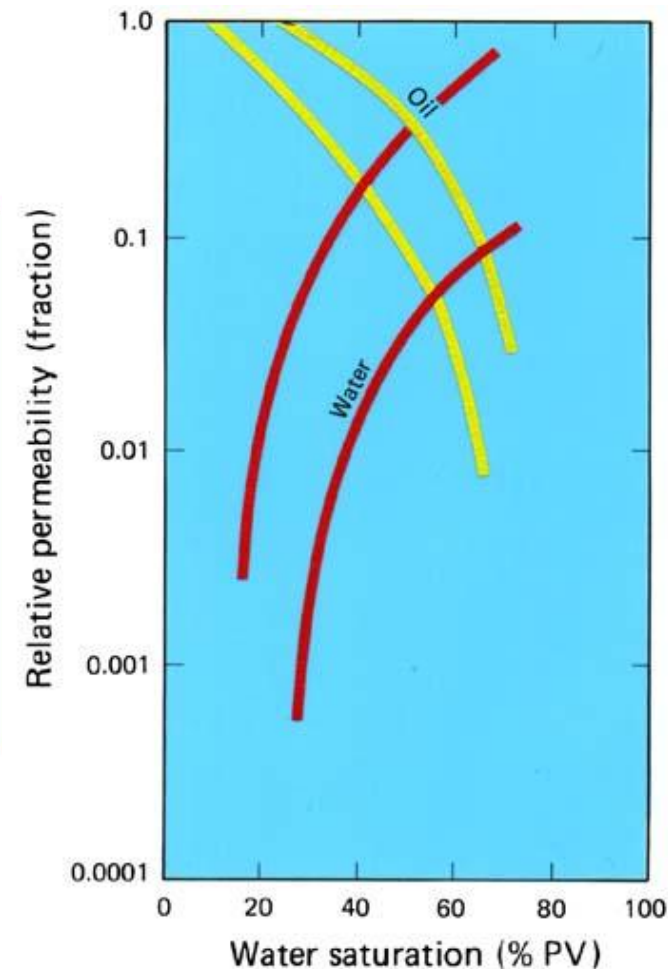
# Относительные фазовые проницаемости воды и нефти



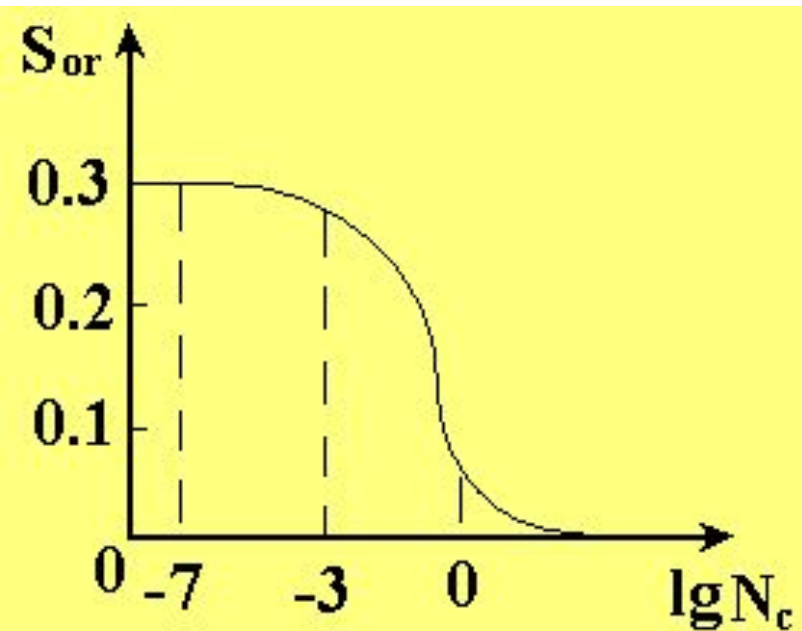
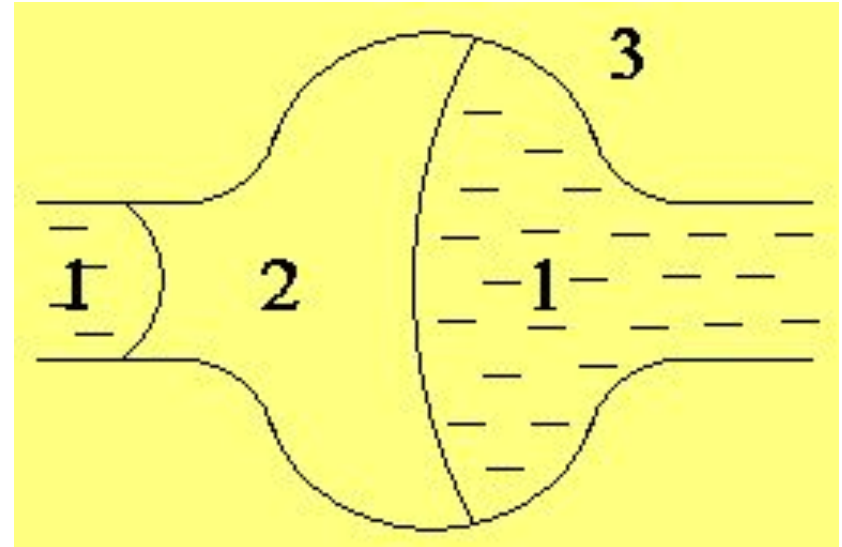
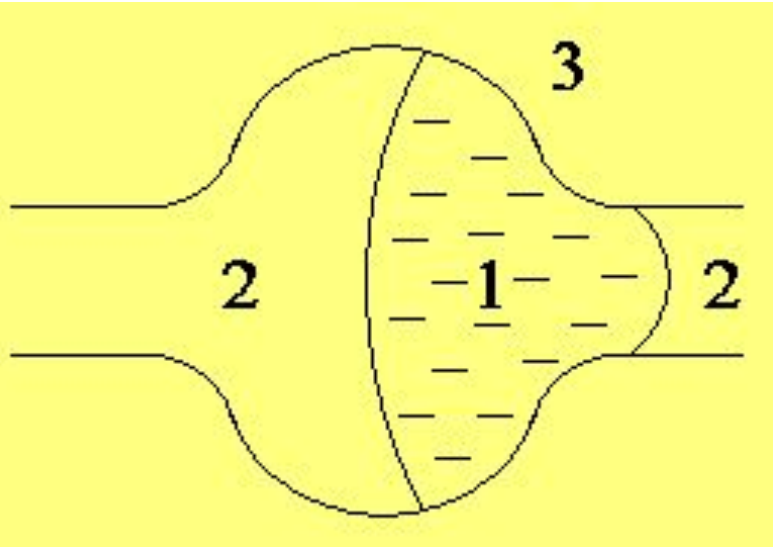
Normalized to the absolute core permeability



Normalized to the effective hydrocarbon permeability at irreducible water saturation



# Капиллярное защемление воды и нефти



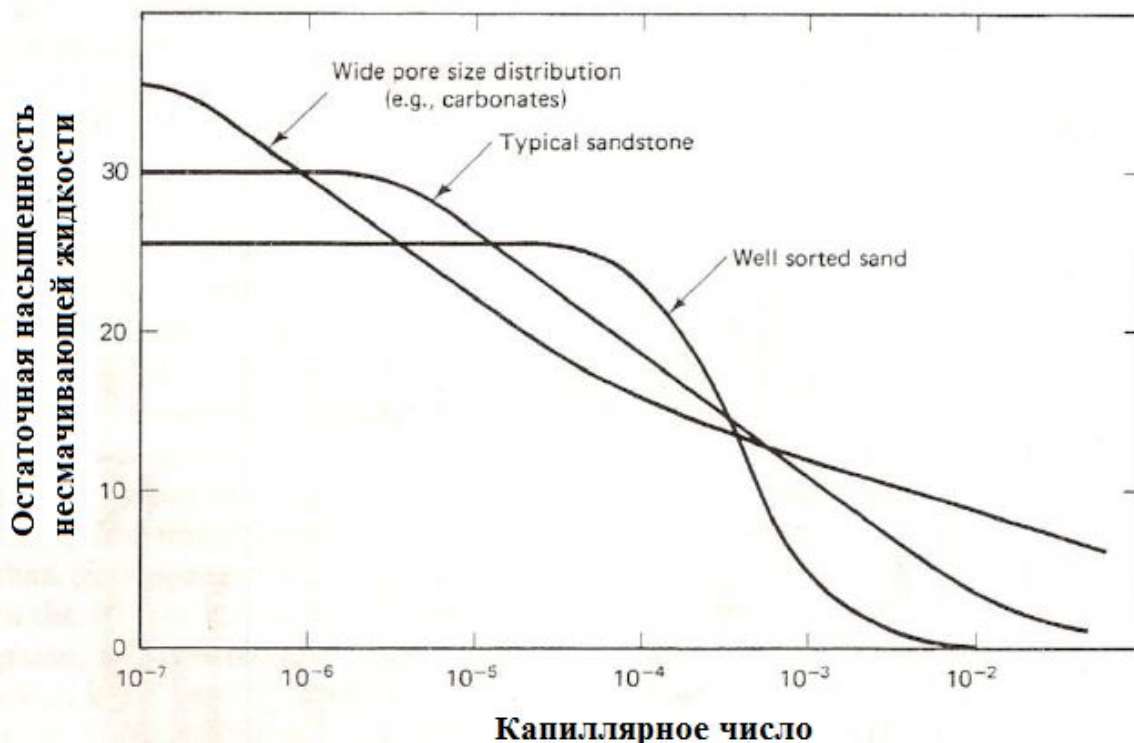
Капиллярное число.

$$N_c = \frac{k |\text{grad} P|}{\sigma} \quad N'_c = \frac{|v| \mu}{\sigma}$$

$$N''_c = \frac{k |\text{grad} P| \cos \theta}{\sigma}$$

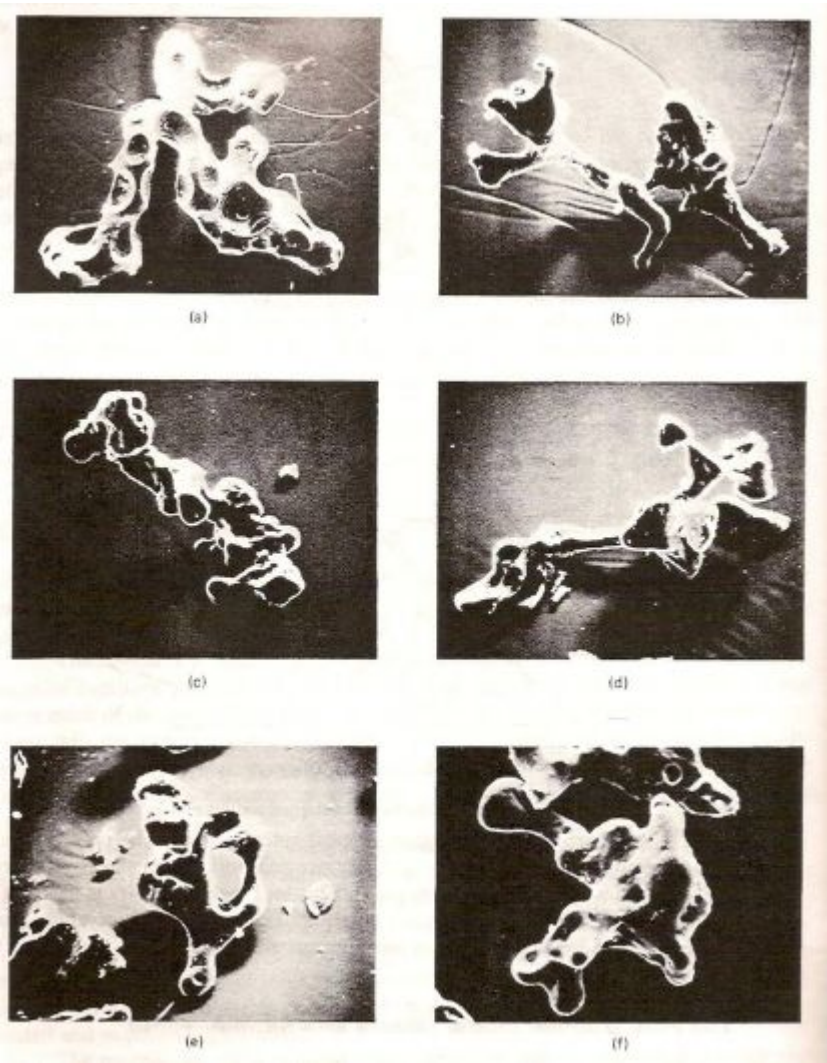
# Капиллярно-защемленные ганглии (30%)

Влияние геометрии поровых каналов  
(Lake, 1984).



Капиллярное  
число.

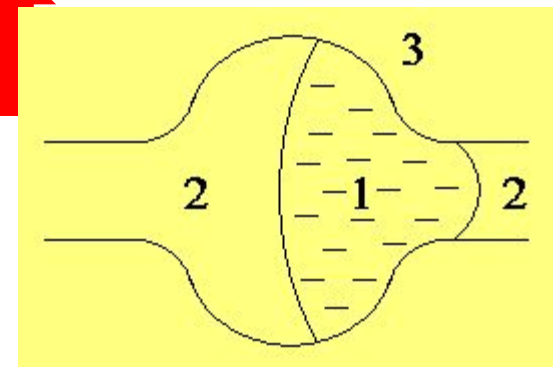
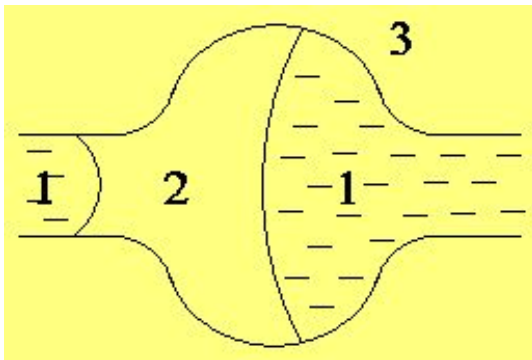
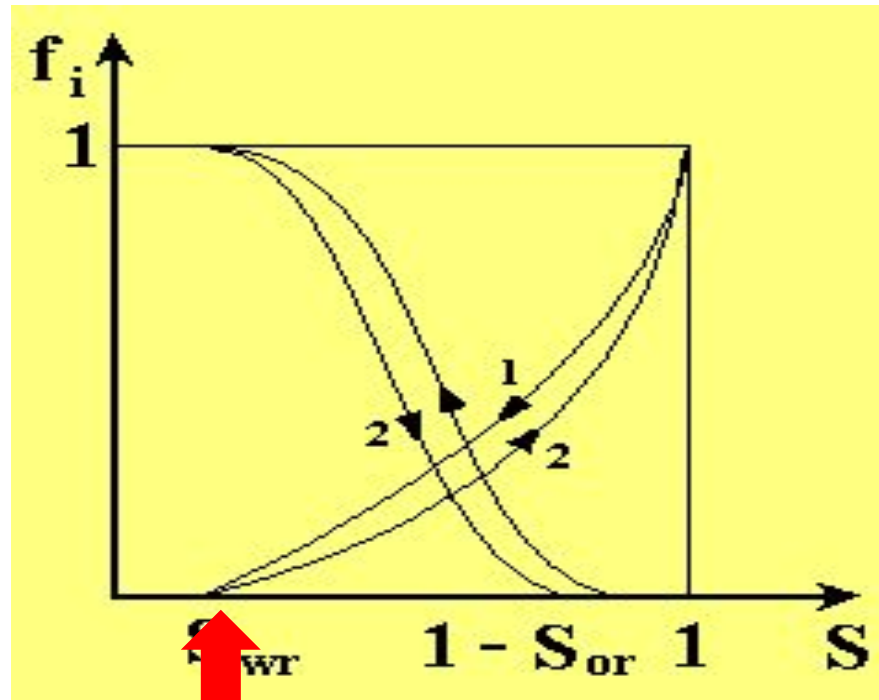
# ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО РАСТВОРЕНИЮ ПОРОДЫ И ВИЗУАЛИЗАЦИИ ГАНГЛЕЙ (CHATZIS ET.AL. 1983)





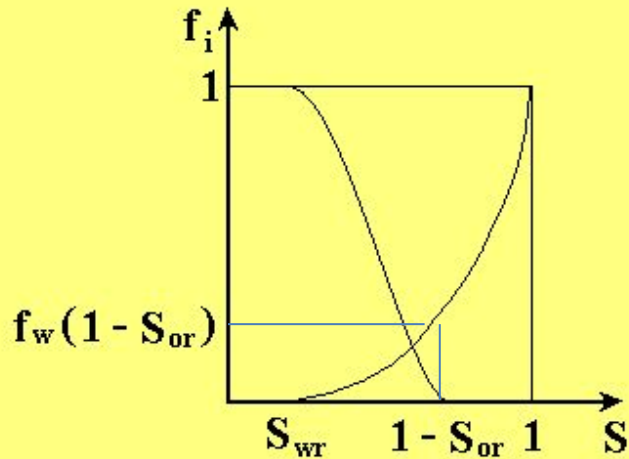
# Фазовые проницаемости и остаточные насыщенные

- 1) Впитывание Imbibitions
- 2) Дренаж Drainage



# Фазовые проницаемости (впитывание). Гидрофильная среда. Влияние смачиваемости среды.

гидрофильная среда

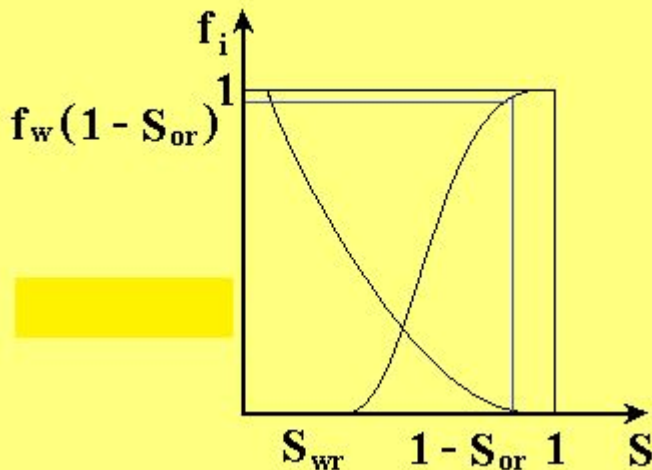


$$1) f_w(1 - S_{or}) \sim 0.1 - 0.3$$

$$2) S_{or} \sim 0.35 - 0.1$$

$$3) S_{wr} \sim 0.15 - 0.25$$

Гидрофобная среда

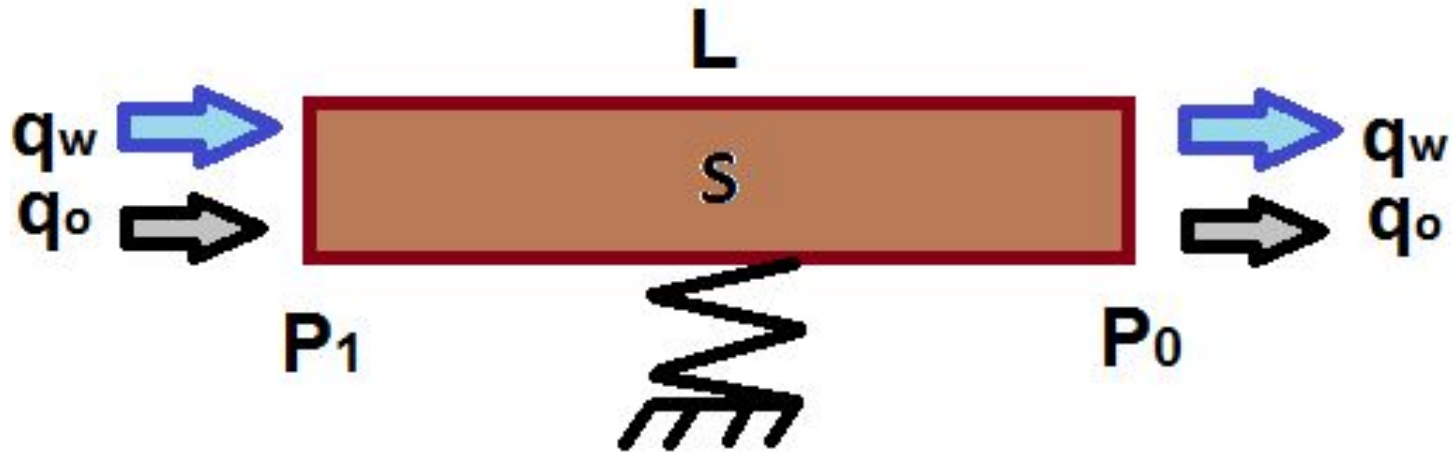


$$1) f_w(1 - S_{or}) \sim 0.8 - 1$$

$$2) S_{or} \sim 0.2 - 0.4$$

$$3) S_{wr} \sim 0.2 - 0.3$$

# Экспериментальное определение



$$(q_i)_x = - \frac{k \cdot f_i(S)}{\mu} \frac{\Delta p}{L}$$

**Стационарный метод - steady state**

**Нестационарный метод - Unsteady state**

# Эмпирические корреляции

- **Corey:**

$$k_{rw} = k_{rw0} S_e^{n_w} \quad k_{ro} = k_{ro0} (1 - S_e)^{n_o}$$
$$S_e = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}}$$

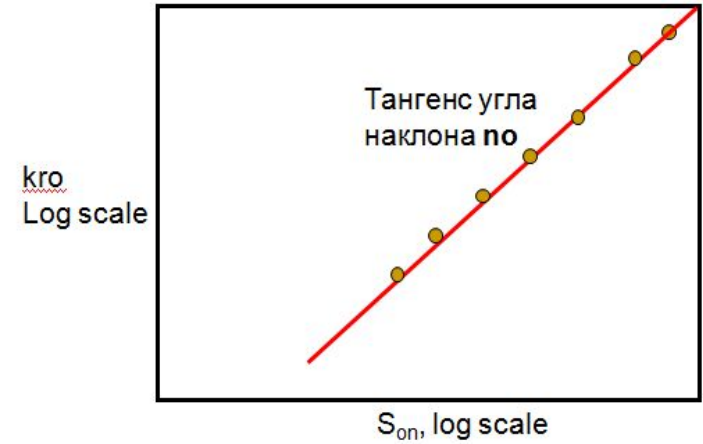
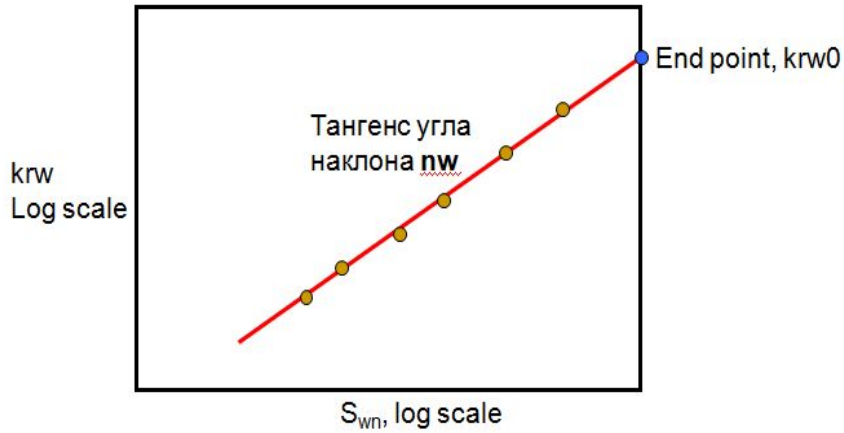
- **Brooks-Corey:**

$$k_{rw} = k_{rw0} S_e^{2/\lambda+3} \quad k_{ro} = k_{ro0} (1 - S_e)^2 (1 - S_e^{2/\lambda+1})$$

# Использование линейных корреляций

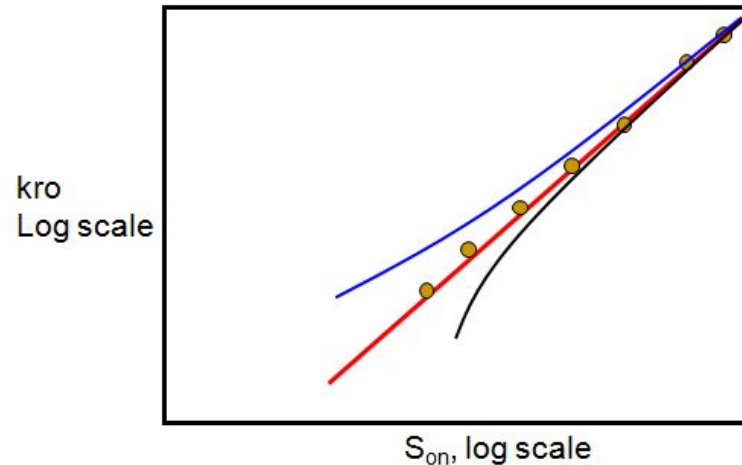
$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$

$$S_{on} = \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$



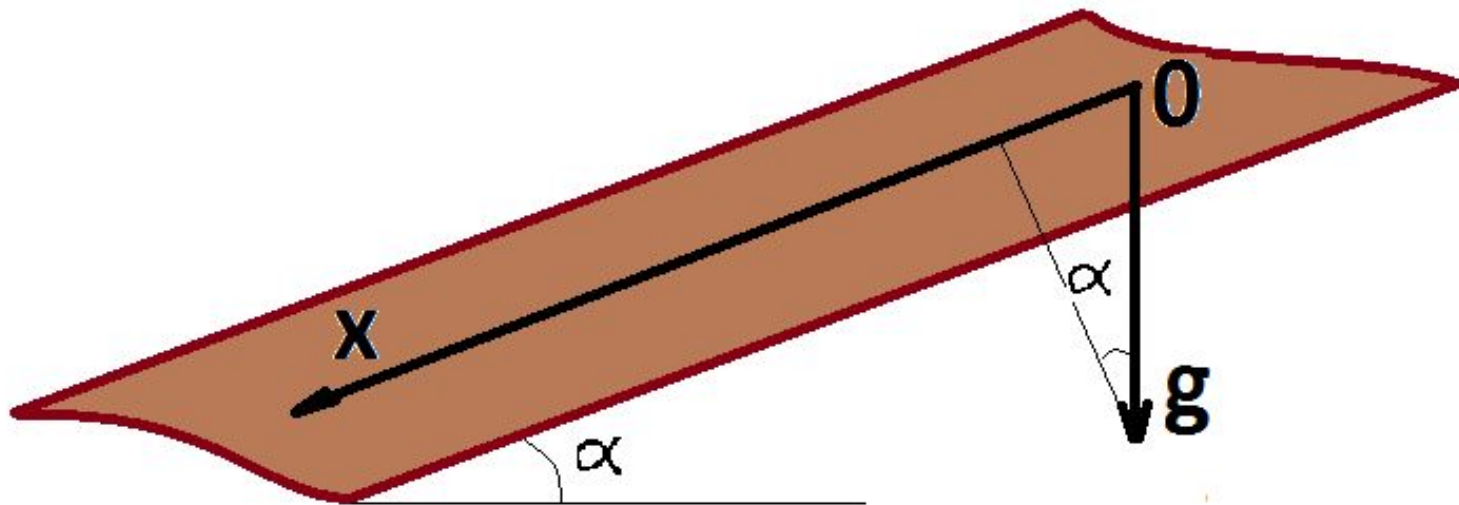
$$S_{on} = \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$

Определение Sor по линейной аппроксимации



# Плоское одномерное вытеснение нефти водой

- $S_w = S, \quad S_o = 1 - S,$
- Функции зависят только от  $x$  (линейный поток)
- Жидкости несжимаемые, пористая среда недеформируемая  $\rho_i^o = const$



# Плоское одномерное вытеснение нефти водой

$$\varphi \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi v_w)}{\partial x} = 0$$

$$\varphi \frac{\partial(1-S)}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi v_o)}{\partial x} = 0$$

**Уравнения сохранения массы воды и  
нефти**

$$\varphi v_i = - \frac{k \cdot f_i(S) \partial(p_i + \rho_i g x \sin \alpha)}{\mu_i \partial x}$$

**Закон Дарси с  
учетом  
сил гравитации**

$$p_o - p_w = \frac{\sigma}{\sqrt{k/\phi}} J(S)$$

**Капиллярно  
е  
давление**

# Фракционное представление задачи (FRACTIONAL FLOW)

$$Q = \varphi v_w + \varphi v_o$$

Общий поток  
флюидов

$$F_t(S) = F(S) \left( 1 + N_c f_o(S) \frac{\partial J(S)}{\partial X} - N_g f_o \sin \alpha \right)$$

Доля воды в общем потоке  
(обобщенная функция Баклея-Левверетта)

$$F(S) = \frac{f_w(S) / \mu_w}{f_w(S) / \mu_w + f_o(S) / \mu_o},$$



# Безразмерные комплексы подобия

$$N_c = \frac{k\sigma}{\mu_o Q L \sqrt{k/\phi}},$$

**Соотношение  
капиллярного  
давления к общей  
депрессии на  
пласт**

$$N_g = \frac{k\Delta\rho g}{\mu_o Q}$$

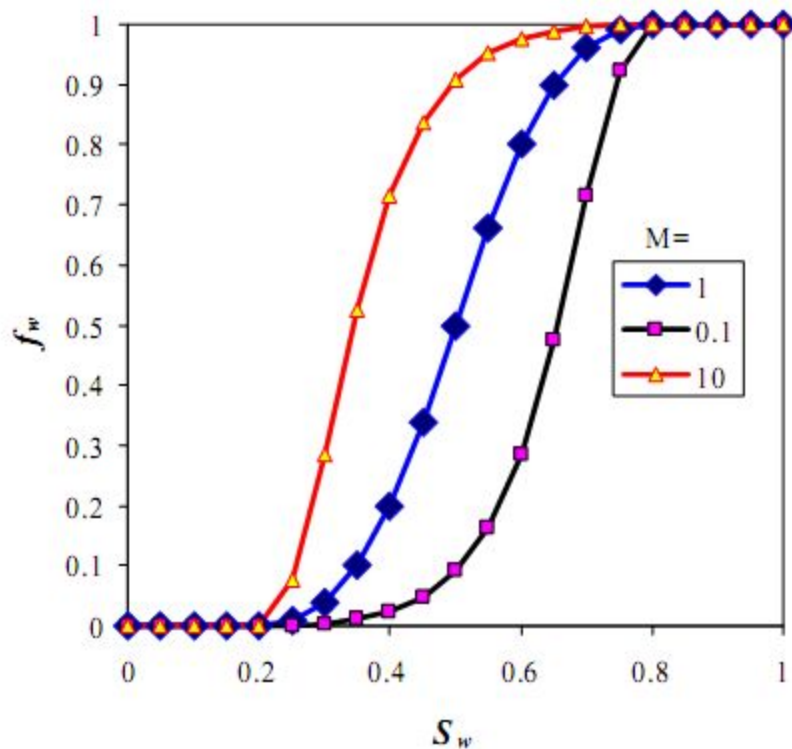
**Отношение сил  
тяжести к гидро-  
динамическим  
силам**

# ПРАКТИКА

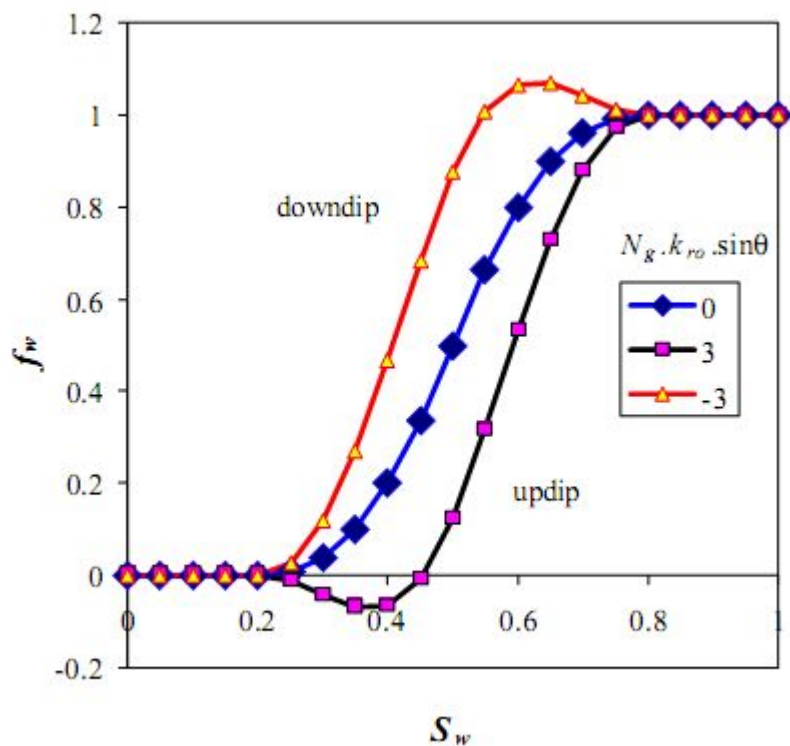
Скорость общего потока  $Q=50\text{м/год}$ , абсолютная проницаемость  $100\text{ мД}$ , пористость  $0.2$ , разность плотностей  $200\text{кг/м}^3$ , гравитационная постоянная  $10\text{ м/с}^2$ , коэффициент поверхностного натяжения  $30\text{мН/м}$

- Оценить влияние сил гравитации  $N_g$
- Оценить влияние капиллярных сил  $N_c$
- *Сделаем выводы о влиянии приведенных сил на процесс*

# Влияние соотношения вязкостей и гравитационных сил на обобщенную функцию Баклея-Павловца



**Влияние соотношения вязкостей нефти и**



**Влияние сил гравитации**

# Фракционное представление задачи (FRACTIONAL FLOW)

$$\frac{\partial S}{\partial T} + \frac{\partial F_t}{\partial X} = 0,$$

Безразмерное время –  
физический смысл  
объем  
закачанной  
воды/объем  
добытой продукции  
отнесенный к объему  
пласта

$$T = \frac{tQ}{L\phi}, \quad X = \frac{x}{L}$$

Безразмерная  
координата –  
физический смысл  
координата отнесенная к  
расстояние между  
рядами  
скважин

# Задача о линейном вытеснении нефти водой. Силы тяжести и капиллярные не оказывают существенного воздействия.

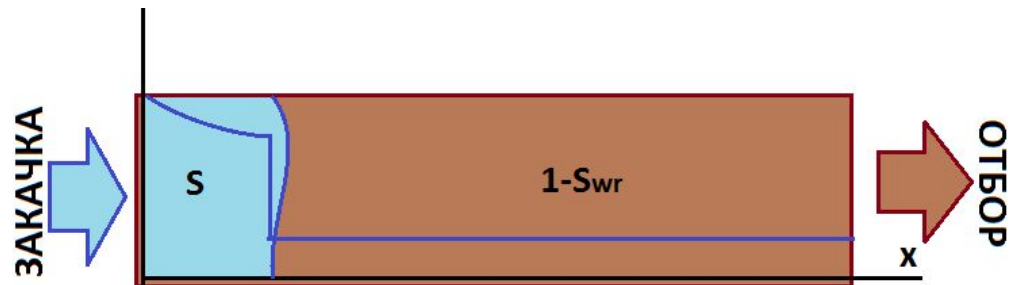
$$\varphi \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi v_w^{\perp})}{\partial x} = 0$$

$$\varphi \frac{\partial(1-S)}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi v_o^{\perp})}{\partial x} = 0$$

$$\varphi v_o^{\perp} = - \frac{k \cdot f_o(S)}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial x}$$

$$\varphi v_w^{\perp} = - \frac{k \cdot f_w(S)}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x}$$

- $S_w = S, \quad S_o = 1-S,$
- $P_w = P_o = P \quad (P_c = 0),$
- **Функции зависят только от  $x$  (линейный поток - силы тяжести не влияют)**
- $\rho_i^o = \text{const}$



# Понимание того, что мы считаем и прогнозируем складывается из того, что учитывается, что нет.

Учитывается	Не учитывается
1. Абсолютная проницаемость, пористость, начальное распределение насыщенности.	1. Жидкости несжимаемы, скелет недеформируемый.
2. Фазовые проницаемости, вид которых зависит от смачиваемости ( $\cos\theta$ ), остаточных насыщенностей ( $S_{ir}=S_{ir}(N_c)=S_{ir}(\sigma, \cos\theta,  \text{grad}P )$ ).	2. Капиллярное давление и функция Леверетта $J(S)$ .
3. Соотношение вязкостей: $M=\mu_o/\mu_w$	3. Жидкости ньютоновские, вязкости фаз постоянные.

# Теория одномерного вытеснения нефти водой

$$\frac{\partial S}{\partial T} + \frac{\partial F}{\partial X} = 0,$$

**Безразмерные координаты:**

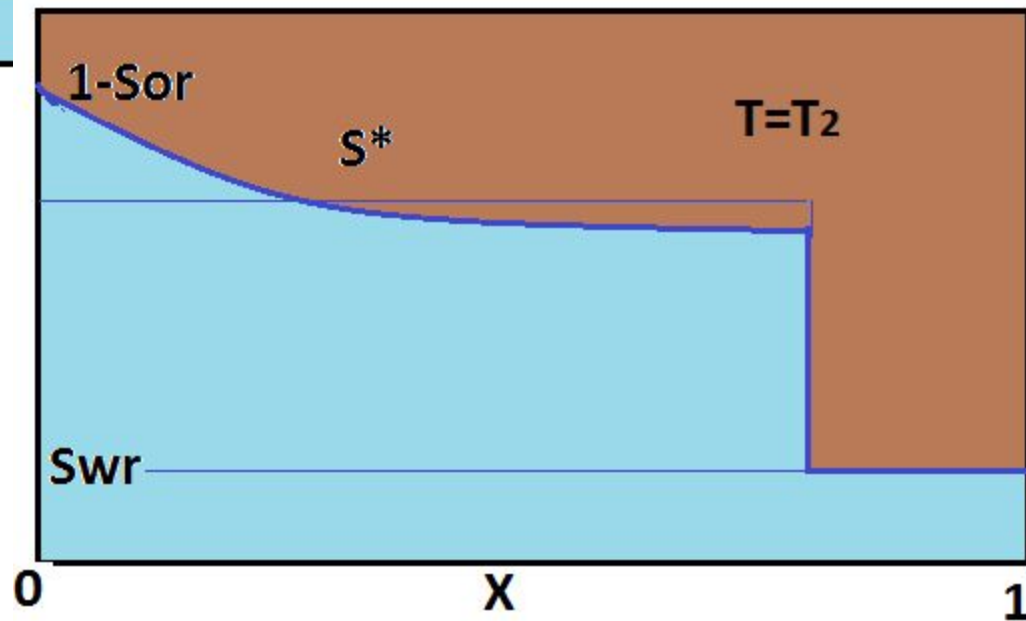
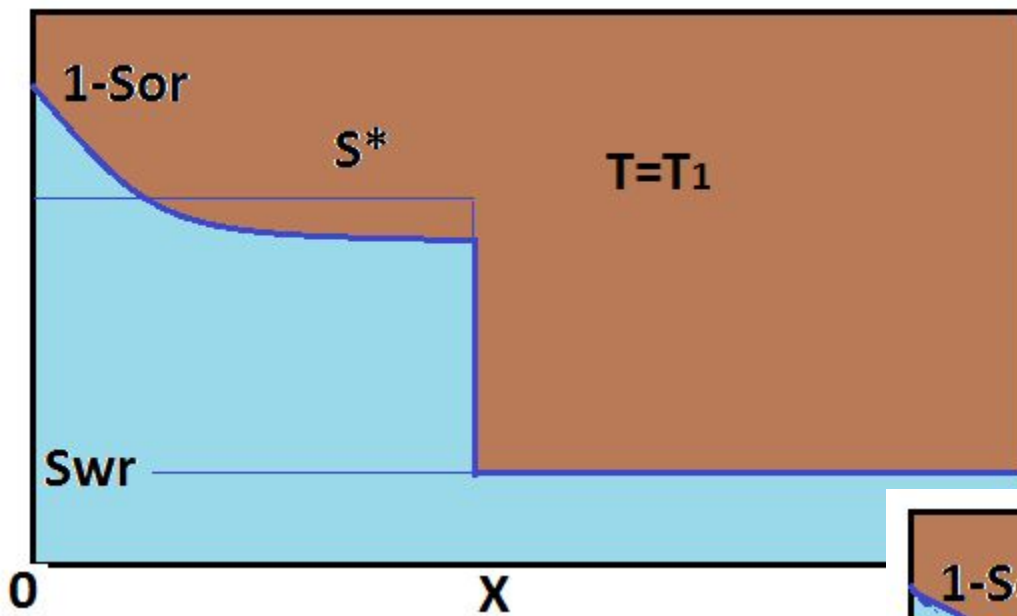
**T** – объем закачки на объем пор,  
**X** – относительное расстояние от линии нагнетания до линии отбора

**Функция Баклея-Лeverетта** – доля воды в потоке (на выходе  $X=1$  – обводненность).

**Решение зависит только от безразмерных комплексов** подобия: соотношения вязкостей и остаточные насыщенности

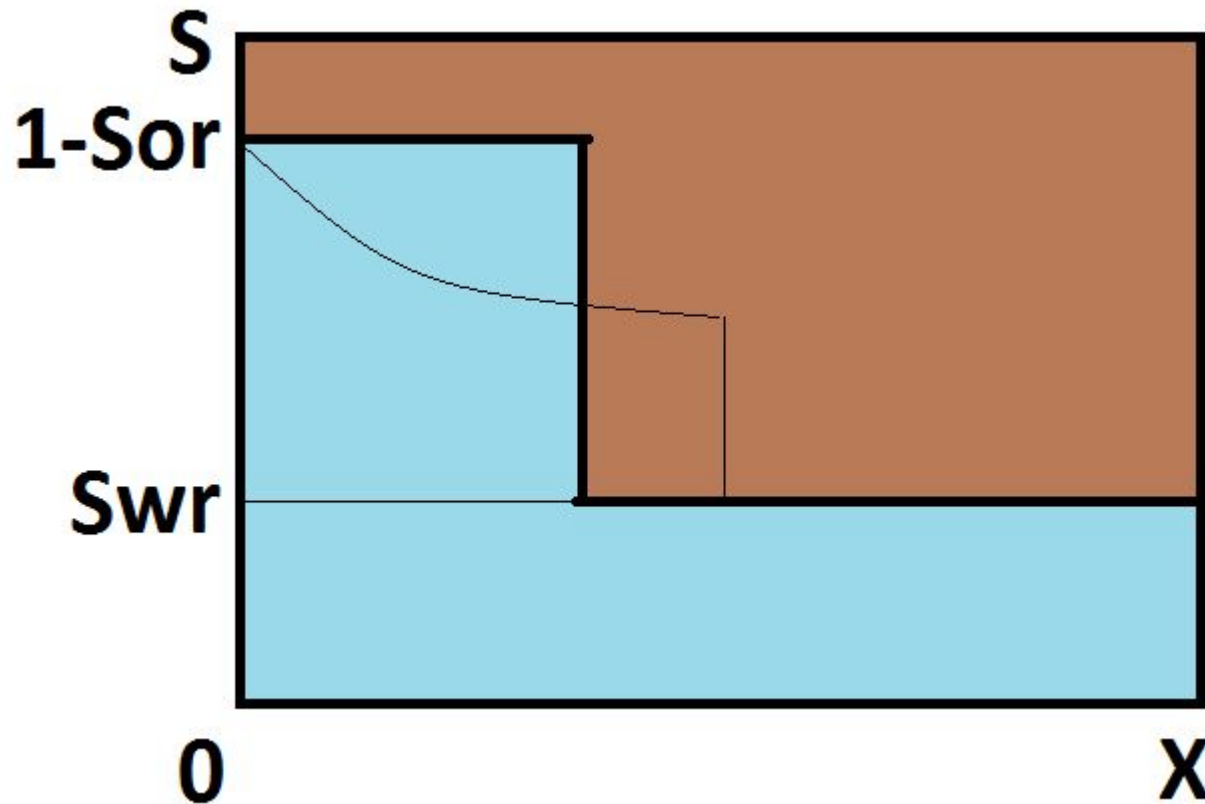
$$T = \frac{tQ}{L\phi}, \quad X = \frac{x}{L}, \quad F = \left( \frac{f_w}{f_w + f_o \frac{\mu_w}{\mu_o}} \right)$$

# Фронтальное вытеснение нефти водой

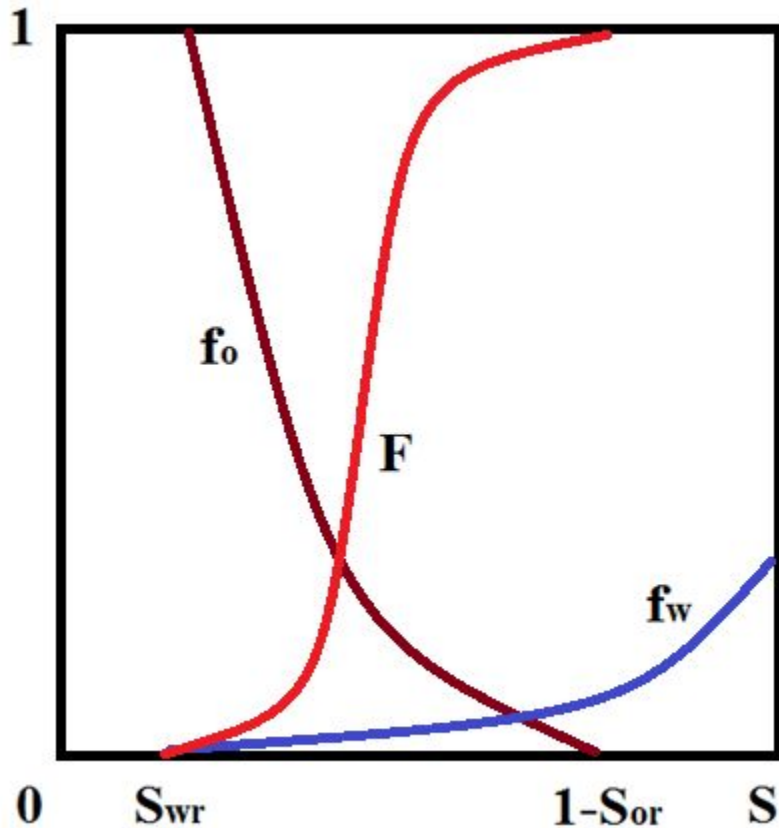




# Приближение поршневого вытеснения



# Графический метод построения решения Велджа (Weldge)



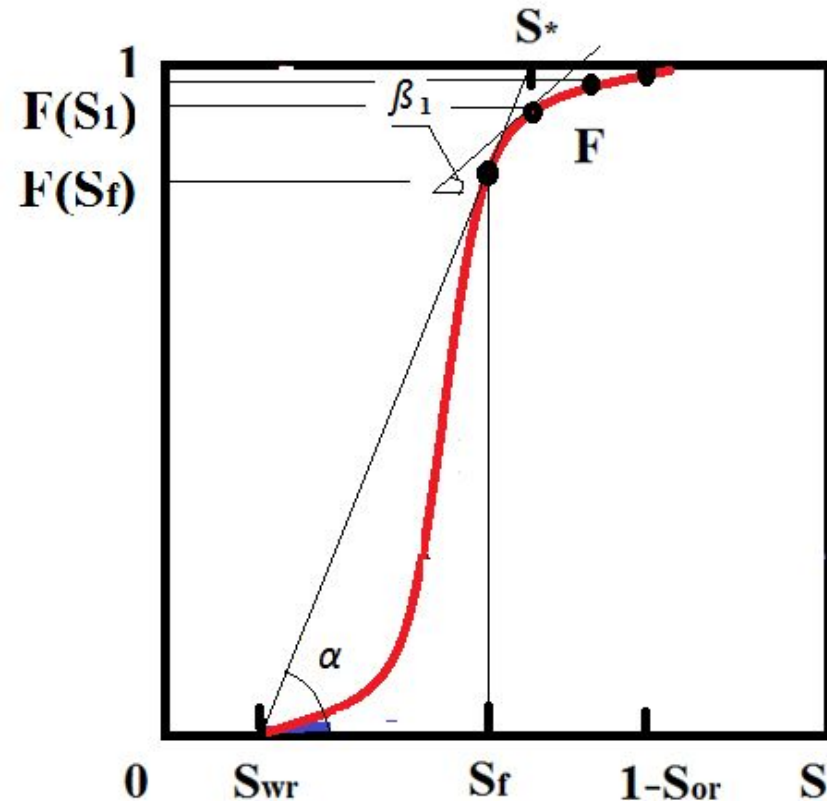
1) из таблиц или по аппроксимационным формулам строим относительные фазовые проницаемости.

2) по формуле:

$$F(S) = \frac{f_w(S)}{f_w(S) + f_o(S)\mu_w/\mu_o}$$

строим функцию Баклея-Левретта.

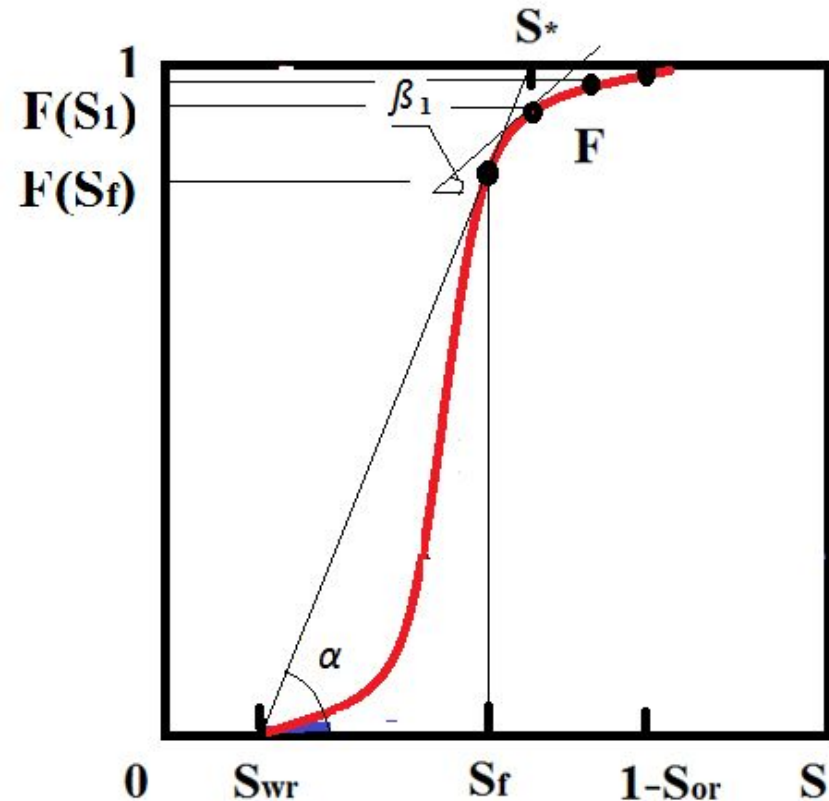
# Графический метод построения решения Велджа



3) Проводим касательную из точки с начальной водонасыщенностью пласта к функции Б-Л, находим точку касания. Проекция точки касания на ось  $S$  точка  $S_f$  определяет **водонасыщенность на фронте** вытеснения нефти водой. Проекция на ось  $F$  соответствует доле воды в потоке на фронте вытеснения  $F(S_f)$

4) Наклон построенной касательной или тангенс угла  $\alpha$  определяет безразмерную **скорость** движения **фронта** вытеснения нефти водой  $V_f = X_f / T$ .

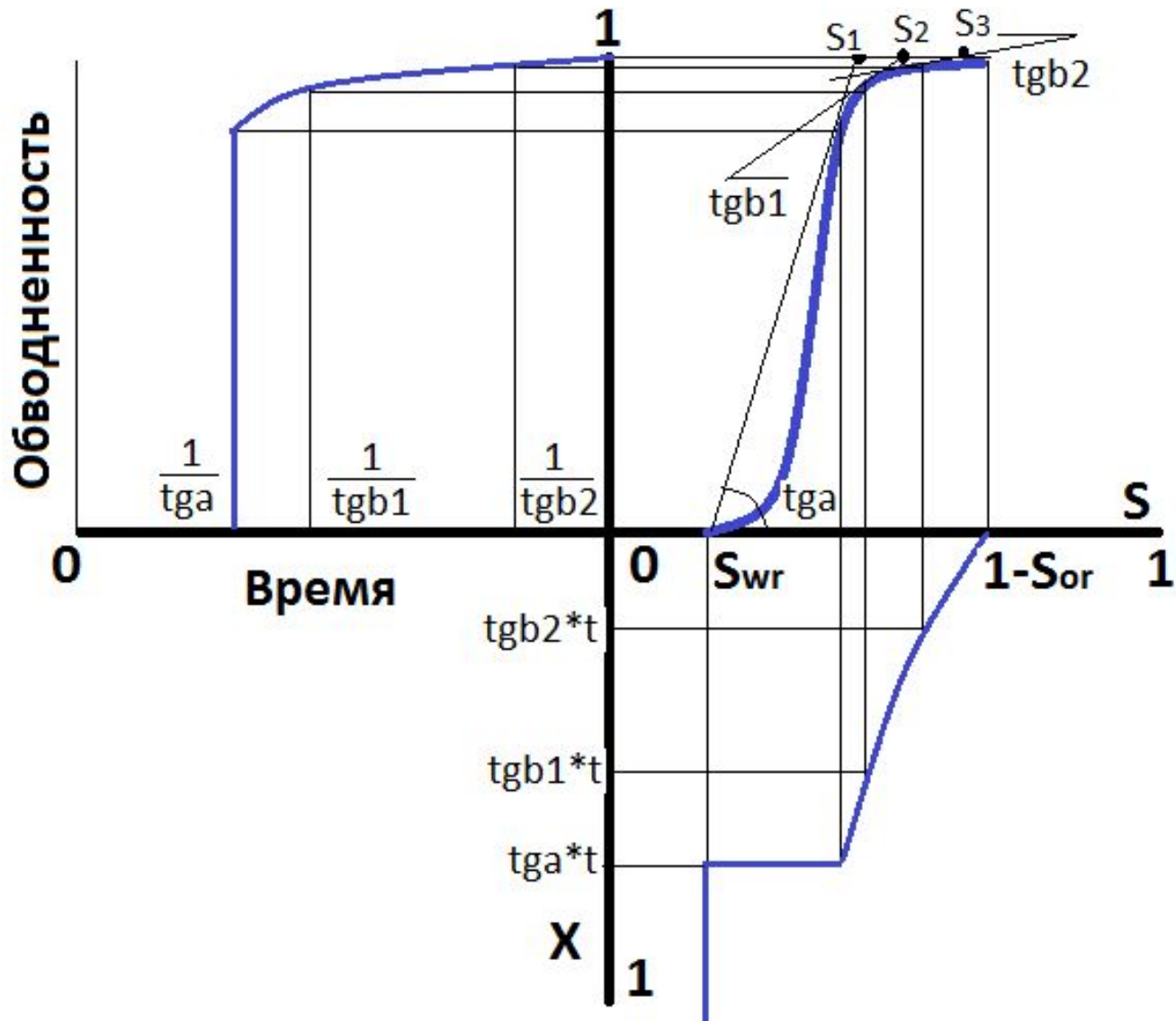
# Графический метод построения решения Велджа



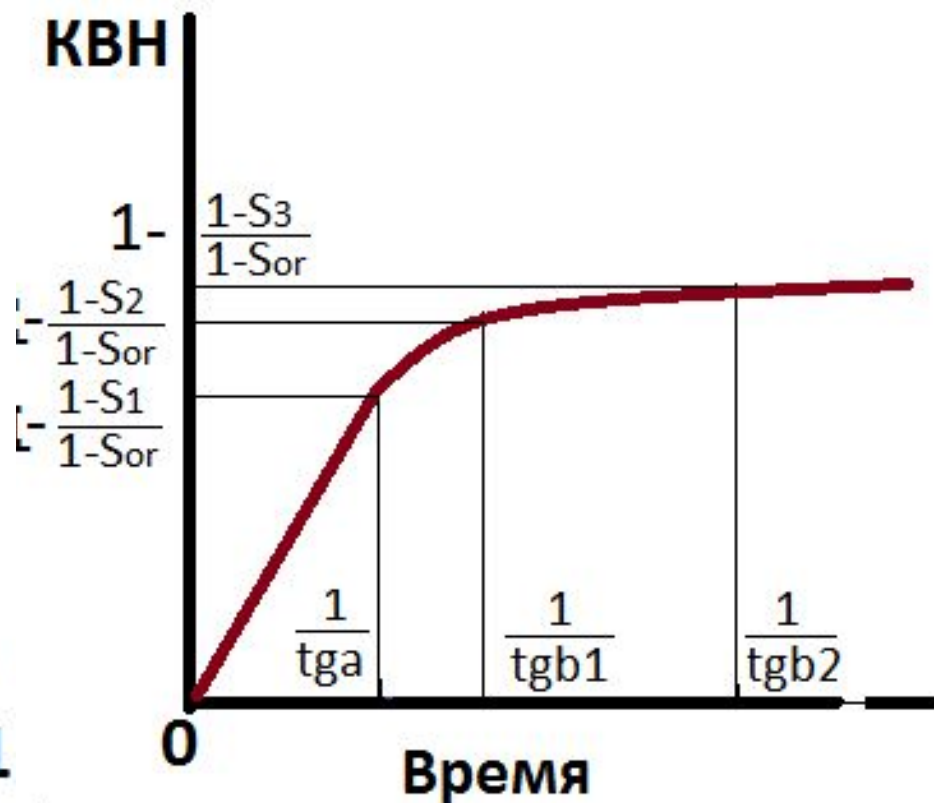
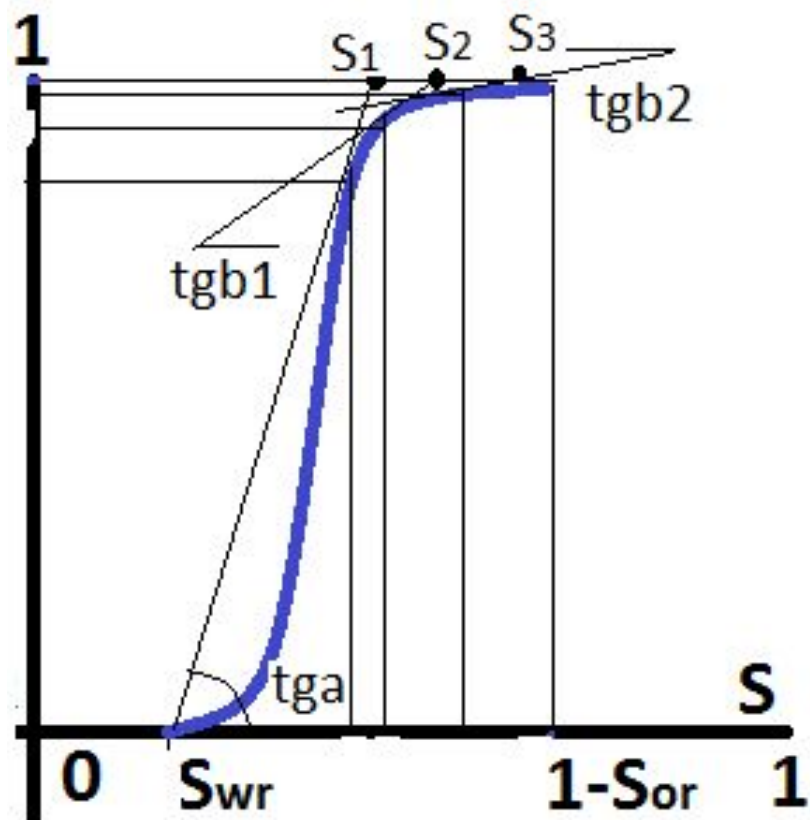
5) При  $X_f = 1$  происходит прорыв нагнетаемой воды в скважины. **Момент** времени, когда происходит **прорыв**, определяется  $T = 1/V_f$  или  $\text{ctg}(\alpha)$ . **Обводненность продукции** в этот момент равна  $F(S_f)$ .

6) Для произвольных точек функции Б-Л, правее ранее определенной, находим касательные и их наклон (углы  $\beta_i$ ). Тангенсы наклона определяют скорости распространения соответствующих насыщенных  $V(S_i) = \text{tg} \beta_i$ , а момент, когда на линии отбора насыщенная равна  $S_i$ , а обводненность  $F(S_i)$ , через котангенс  $T = 1/V(S_i)$  или  $\text{ctg}(\beta_i)$

# Графический метод построения решения Велджа: определение технологических характеристик вытеснения.



# Графический метод построения решения Велджа: определение технологических характеристик вытеснения.



# Переход к размерным единицам

$$T = \frac{Qt}{L\emptyset} \quad \Rightarrow \quad t = \frac{L\emptyset}{Q} T$$

$$X = \frac{x}{L} \quad \Rightarrow \quad x = LX$$

$$V = \frac{X}{T} = \frac{L\emptyset}{LQ} \frac{x}{t} \quad \Rightarrow \quad \frac{x}{t} = \frac{Q}{\emptyset} V$$

# Практика

$$f_w(S) = \begin{cases} \left(\frac{S - 0,2}{0,8}\right)^3, & S > 0,2 \\ 0, & \text{else} \end{cases}$$

$$f_o(S) = \begin{cases} \left(\frac{1 - S - 0,3}{0,5}\right)^2, & 0,2 < S < 0,7 \\ 1, & S > 0,7 \end{cases}$$

**Построим график функции Баклея-Лeverетта от водонасыщенности при вязкости воды 1, а нефти 5 и 20 сПз и определим решение задач о вытеснении нефти из пласта с водонасыщенностью  $S_{WR} = 0.2$ . Построим зависимость доли воды в потоке продукции от безразмерного времени.**

**Сделаем выводы об особенностях вытеснения высоковязкой нефти**



# Практика

- Расстояние между рядом нагнетательных и добывающих скважин 700м, скорость потока воды 100 м/год, пористость 0.2.
- Определить положение фронта воды через 6 месяцев.
- Определить скорость движения фронта воды м/год.

# Практика

$$f_w(S) = \begin{cases} \left( \frac{S - 0.3}{0.7} \right)^2, & S > 0.3 \\ 0, & \text{else} \end{cases}$$

$$f_o(S) = \begin{cases} \left( \frac{1 - S - 0.4}{0.3} \right)^4, & 0.3 < S < 0.6 \\ 1, & S > 0.6 \end{cases}$$

Построим график функции Баклея-Левретта от водонасыщенности при вязкости воды 1, а нефти 5 сПз и определим решение задач о вытеснении нефти из пласта с водонасыщенностью  $S_{WR} = 0.3$

**Сделаем вывод об особенностях процесса в гидрофобных коллекторах**

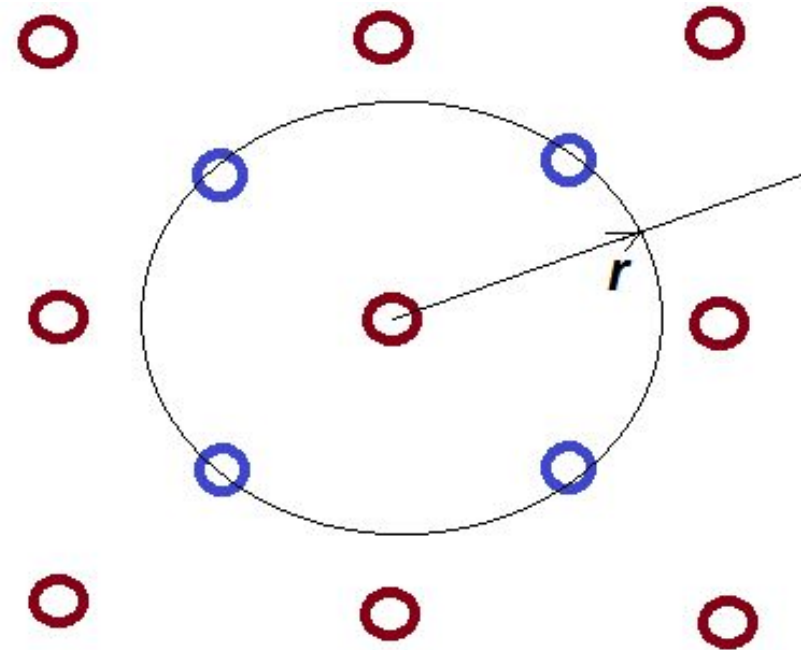
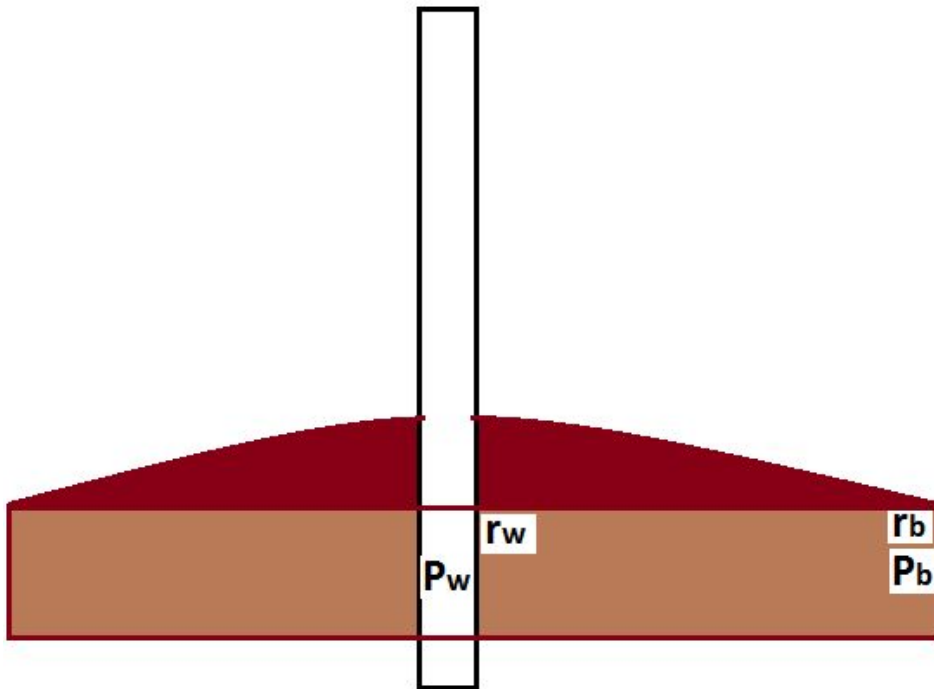
# ПРАКТИКА

- Для сводовой залежи сопоставить эффективность систем заводнения, в которых а) нагнетательные скважины расположены в наиболее высокой части залежи, а добывающие по периферии, б) нагнетательные скважины расположены по периферии, а в сводовой части добывающие.

Для этого:

- Определить водонасыщенность на фронте вытеснения  $S_f$  для обеих систем, по графикам, представленным ранее.
- Определить количество закачанной воды в пласт по отношению к поровому объему пласта на момент прорыва фронта вытеснения в добывающие скважины, также для обеих систем.

# Радиальное течение.



# Осесимметричная фильтрация

$$\varphi \frac{\partial S}{\partial t} + \operatorname{div}(\varphi S \mathbf{v}_w) = 0 \quad \rightarrow \quad \varphi \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \varphi S \mathbf{v}_w) = 0$$

$$\varphi \frac{\partial(1-S)}{\partial t} + \operatorname{div}(\varphi(1-S) \mathbf{v}_o) = 0 \quad \rightarrow \quad \varphi \frac{\partial(1-S)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \varphi(1-S) \mathbf{v}_o) = 0$$

$$\varphi \mathbf{v}_w = - \frac{k \cdot f_w(S)}{\mu_w} \operatorname{grad} P \quad \rightarrow \quad \varphi \mathbf{v}_w = - \frac{k \cdot f_w(S)}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r}$$

$$\varphi \mathbf{v}_o = - \frac{k \cdot f_o(S)}{\mu_o} \operatorname{grad} P \quad \rightarrow \quad \varphi \mathbf{v}_o = - \frac{k \cdot f_o(S)}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r}$$

# Фракционное представление

$$r(\varphi v_w + \varphi v_o) = const, \quad 2\pi r h(\varphi v_w + \varphi v_o) = Q,$$

$Q = 2\pi r_w h(\varphi v_w)$  – на нагнетательной скважине

$$T = \frac{Qt}{\varphi\pi(r_b^2 - r_w^2)h}, \quad X = \frac{r^2 - r_w^2}{r_b^2 - r_w^2}$$

$$\frac{\partial S}{\partial T} + \frac{\partial F}{\partial X} = 0,$$

# Переход к размерным единицам

$$T = \frac{Qt}{\varphi\pi(r_b^2 - r_w^2)h} \quad \Rightarrow \quad t = \frac{\varphi\pi(r_b^2 - r_w^2)h}{Q} T,$$

$$X = \frac{r^2 - r_w^2}{r_b^2 - r_w^2} \quad \Rightarrow \quad r = \sqrt{r_w^2 + (r_b^2 - r_w^2)X},$$

$$V = \frac{X}{T} = \frac{\varphi\pi h(r^2 - r_w^2)}{Qt} \quad \Rightarrow \quad \frac{(r^2 - r_w^2)}{t} = \frac{Q}{\varphi\pi h} \frac{X}{T}$$

# Практика

$$f_w(S) = \begin{cases} \left( \frac{S - 0,2}{0,8} \right)^3, & S > 0,2 \\ 0, & \text{else} \end{cases}$$

$$f_o(S) = \begin{cases} \left( \frac{1 - S - 0,3}{0,5} \right)^2, & 0,2 < S < 0,7 \\ 1, & S > 0,7 \end{cases}$$

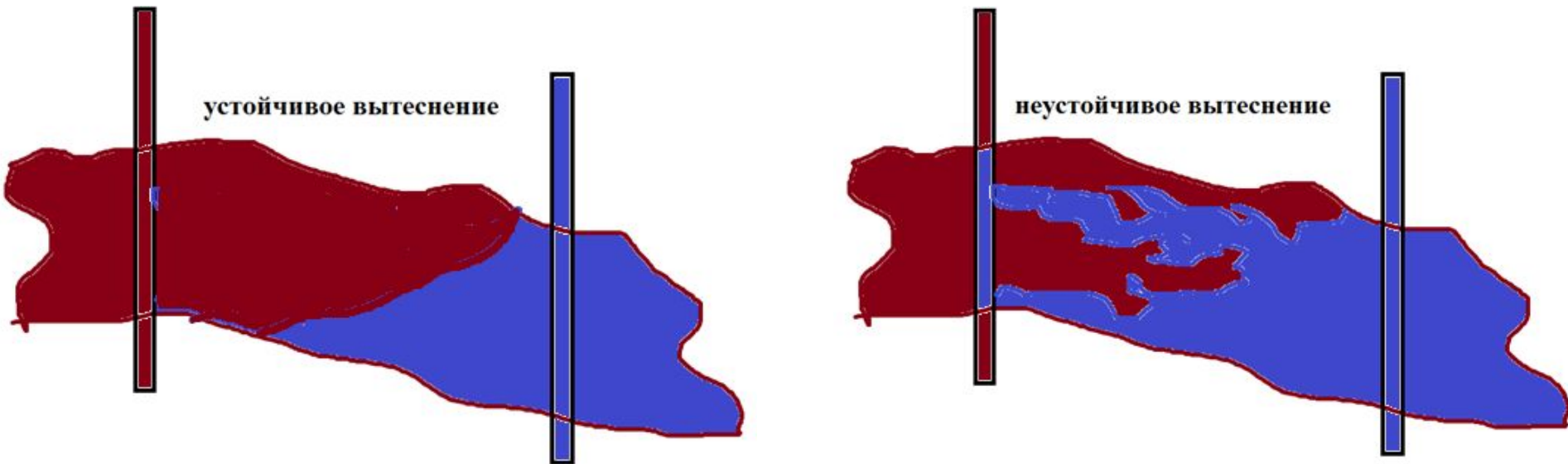
**Построим график функции Баклея-Лeverетта от водонасыщенности при вязкости воды 1, а нефти 5 и 20 сПз и определим решение задач о вытеснении нефти из пласта с водонасыщенностью  $S_{WR} = 0.2$ . Построим зависимость доли воды в потоке продукции от безразмерного времени.**



# Практика

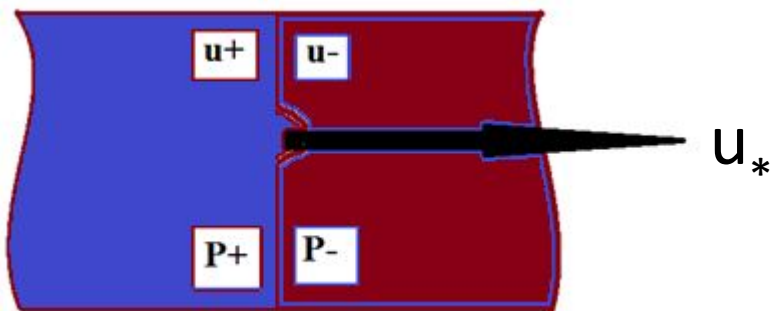
- Для пятиточечной системы разработки с расстоянием между добывающими скважинами 700м, скорость закачки воды в нагнетательную скважину 300 м<sup>3</sup>/сут, пористость 0.2, радиус скважины 0.1м
- Определить положение фронта воды через 6 месяцев.

# Устойчивость процесса вытеснения нефти водой



Если  $M > 1$ , фронт вытеснения будет неправильной формы (языки)  
Если  $M < 1$ , происходит вытеснение однородным фронтом

# Элементарная теория устойчивости водонефтяного фронта



Закон сохранения массы:

$$u_+ = u_-$$

$$u_+ = -k \left( \frac{f_w(S_+)}{\mu_w} + \frac{f_o(S_+)}{\mu_o} \right) \frac{\partial P_+}{\partial x}, \quad u_- = -k \left( \frac{f_w(S_-)}{\mu_w} + \frac{f_o(S_-)}{\mu_o} \right) \frac{\partial P_-}{\partial x},$$

$$u_- < u_* \text{ при } M = \frac{\left( \frac{f_w(S_+)}{\mu_w} + \frac{f_o(S_+)}{\mu_o} \right)}{\left( \frac{f_w(S_-)}{\mu_w} + \frac{f_o(S_-)}{\mu_o} \right)} > 1$$

# Практика

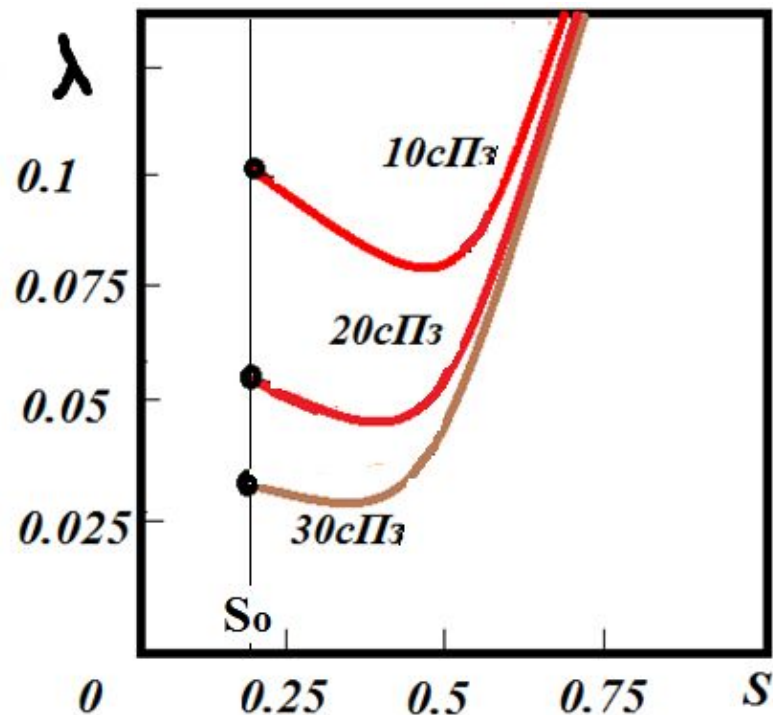
$$f_w(S) = \begin{cases} \left( \frac{S - 0,2}{0,8} \right)^3, & S > 0,2 \\ 0, & \text{else} \end{cases}$$

$$\lambda = \left( \frac{f_w}{\mu_w} + \frac{f_o}{\mu_o} \right),$$

$$f_o(S) = \begin{cases} \left( \frac{1 - S - 0,3}{0,5} \right)^2, & 0,2 < S < 0,7 \\ 1, & S > 0,7 \end{cases}$$

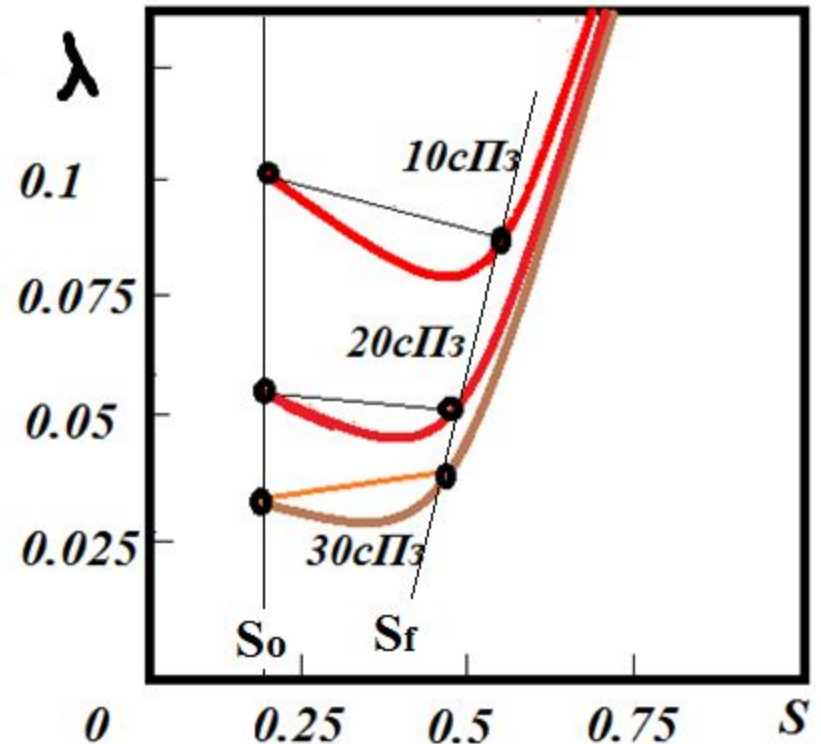
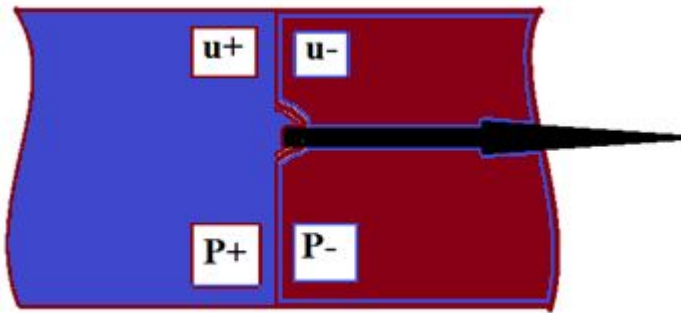
Построим график подвижности потока  $\lambda$  от водонасыщенности при вязкости воды 1, а нефти 10, 20 и 30 сПз. Построим решения задачи Б-Л для этих вязкостей. Нанесем определенные из решения точки  $S_+ = S_{wr} = 0.2$  и  $S_- = S_f$ . Проверим условие устойчивости для всех решений.

Для проверки условия устойчивости не хватает значений водонасыщенности на фронте вытеснения. Откуда их взять?



$$\lambda^- = \lambda(S_0), \lambda^+ = \lambda(S_f), M = \frac{\lambda^+}{\lambda^-}$$

# Это я прикидывал, а как получилось у вас?



Вот почему нефти вязкостью выше 30 сПз считают высоковязкими. Как можно подавить неустойчивость фронта – использовать загущенную воду, но проблема как протолкнуть такую систему через пласт.

# ПРАКТИКА

- Рассчитать соотношение подвижностей  $M$  на фронте вытеснения нефти водой для песчаника и карбонатного пласта, фазовые проницаемости которых определены в предыдущих заданиях, а соотношение вязкостей нефти и воды соответствует 20 и 30.
- Сопоставить условия устойчивости фронта вытеснения для указанных пластов.

# Начальное распределение водонасыщенности в пласте

$$\Phi v_w = - \frac{k f_w(S)}{\mu_w} \frac{\partial (P_w + \rho_w^o g z)}{\partial z} = 0,$$

$$\Phi v_o = - \frac{k f_o(S)}{\mu_o} \frac{\partial (P_o + \rho_o^o g z)}{\partial z} = 0,$$

$$P_o - P_w = \frac{\sigma}{\sqrt{\frac{k}{\Phi}}} J(S)$$



# Решение

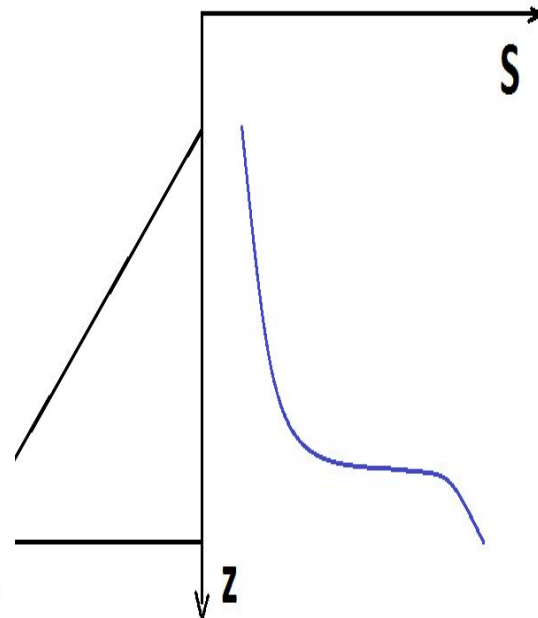
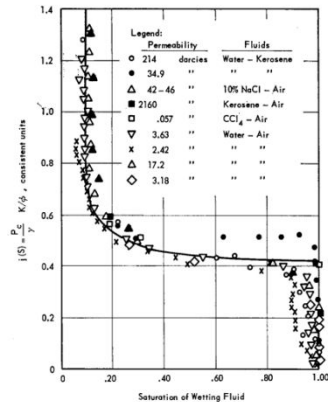
$$\frac{\partial(P_o - P_w - \Delta\rho g z)}{\partial z} = 0 \quad \boxed{\frac{N_c}{N_g} J(S) = z + const}$$

$$N_c = \frac{k\sigma}{\mu_o Q L \sqrt{k/\varphi}}, \quad N_g = \frac{k\Delta\rho g}{\mu_o Q}$$

# Построение распределения водонасыщенности в переходной зоне

$$\frac{N_c}{N_g} J(S) = z + const$$

$\frac{N_c}{N_g}$  — Коэффициент  
растяжения



# Масштаб переходной зоны

$$J(S) \sim 1 \rightarrow \frac{N_g Z}{N_c} = \frac{Z}{Z_*}$$

$$Z_* = \frac{\sigma}{\Delta \rho g \sqrt{k/\phi}}$$

# ПРАКТИКА

- Пласт с характеристиками:  $k = 1, 10$  мД,  
 $\varnothing 0.2$ ,  $\Delta\rho 00\text{кг/м}^3$ ,  $\sigma 0\text{МН/м}$   
подстигается водоносным горизонтом.
- Определить размеры переходной зоны для этих вариантов