

Statoil

## Pore scale modeling for heavy oil

## Моделирование порового пространства для месторождений тяжелой нефти

SPE Moscow section/ Общество инженеров-нефтяников, Московское отделение

Erik Skjetne and Thomas Ramstad, 24 November 2014

Эрик Шетне и Томас Рамстад, 24 ноября 2014

# Contents/ Содержание

1. Introduction to heavy oil recovery/

Введение в технологию добычи тяжелой нефти



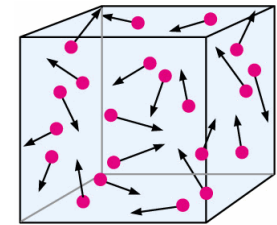
2. Theory of pore-to-core scale flow/

Теория масштабирования потока поры-керна

$$\boxed{-\nabla p = -\mu \nabla^2 \mathbf{v}}$$

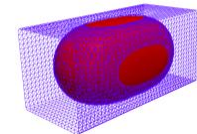
3. Lattice Boltzmann 3D pore modeling/

3D моделирование порового пространства методом решеточных уравнений Больцмана



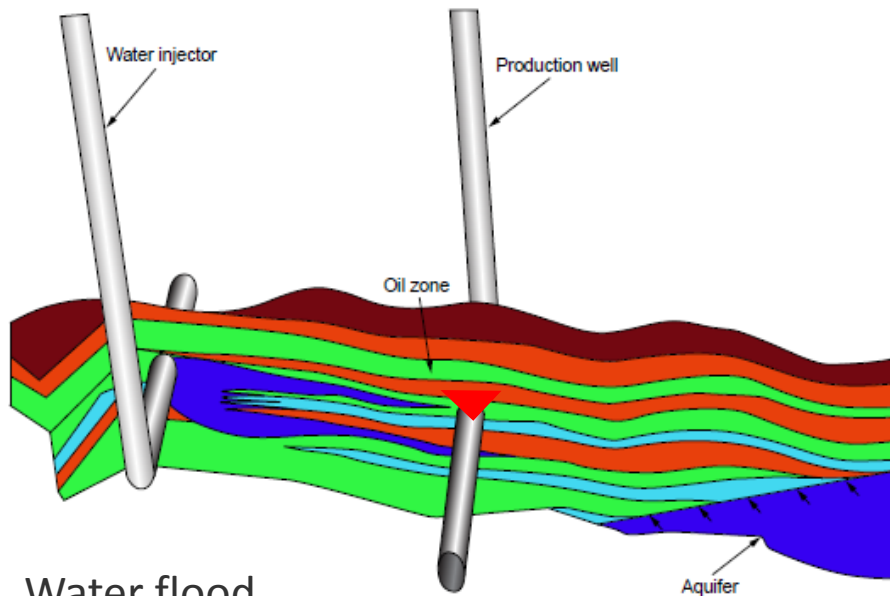
4. Example of lattice Boltzmann method/

Пример метода решеточных уравнений Больцмана



# Water flooding of heavy oil reservoir/ Закачивание воды в коллектор тяжелой нефти

- High water cut/ Высокая обводненность
- Early gas breakthrough/ Ранний прорыв газа
- Low oil recovery/ Низкая нефтеотдача



Water flood

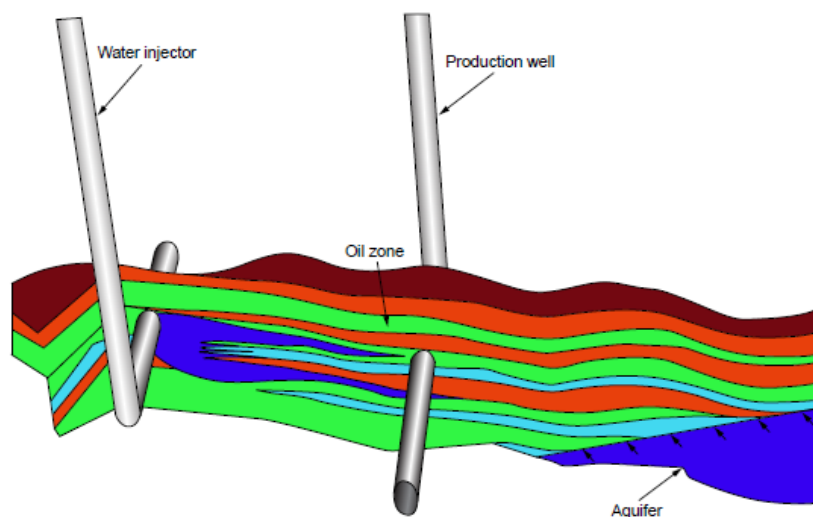
Закачивание воды ☹️

# Heavy oil recovery/ Добыча тяжелой нефти

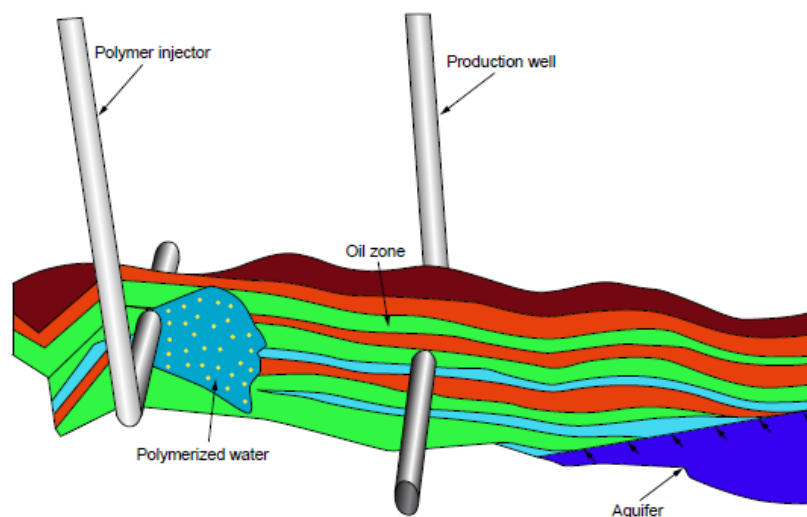
- High well density/ Высокая плотность скважины
- Extra large water handling capacity/ Сверхбольшие объемы мощностей по подготовке воды
- Downhole pumps/ Погружные насосы
- Downhole valves/ Забойные клапаны
  - Choke water and gas breakthrough/ Перекрыть прорыв воды и газа

## Enhanced Oil Recovery (EOR)/ Методы повышения нефтеотдачи

- Polymer gel, water block/ Полимерный гель, водяной барьер
- Polymer flood/ Полимерное заводнение
- Surfactant flood/ Заводнение с ПАВ
- Alkaline flood/ Щелочное заводнение
- Low salinity flood/ Заводнение водой с низкой соленостью
- ....Combinations/ Сочетания

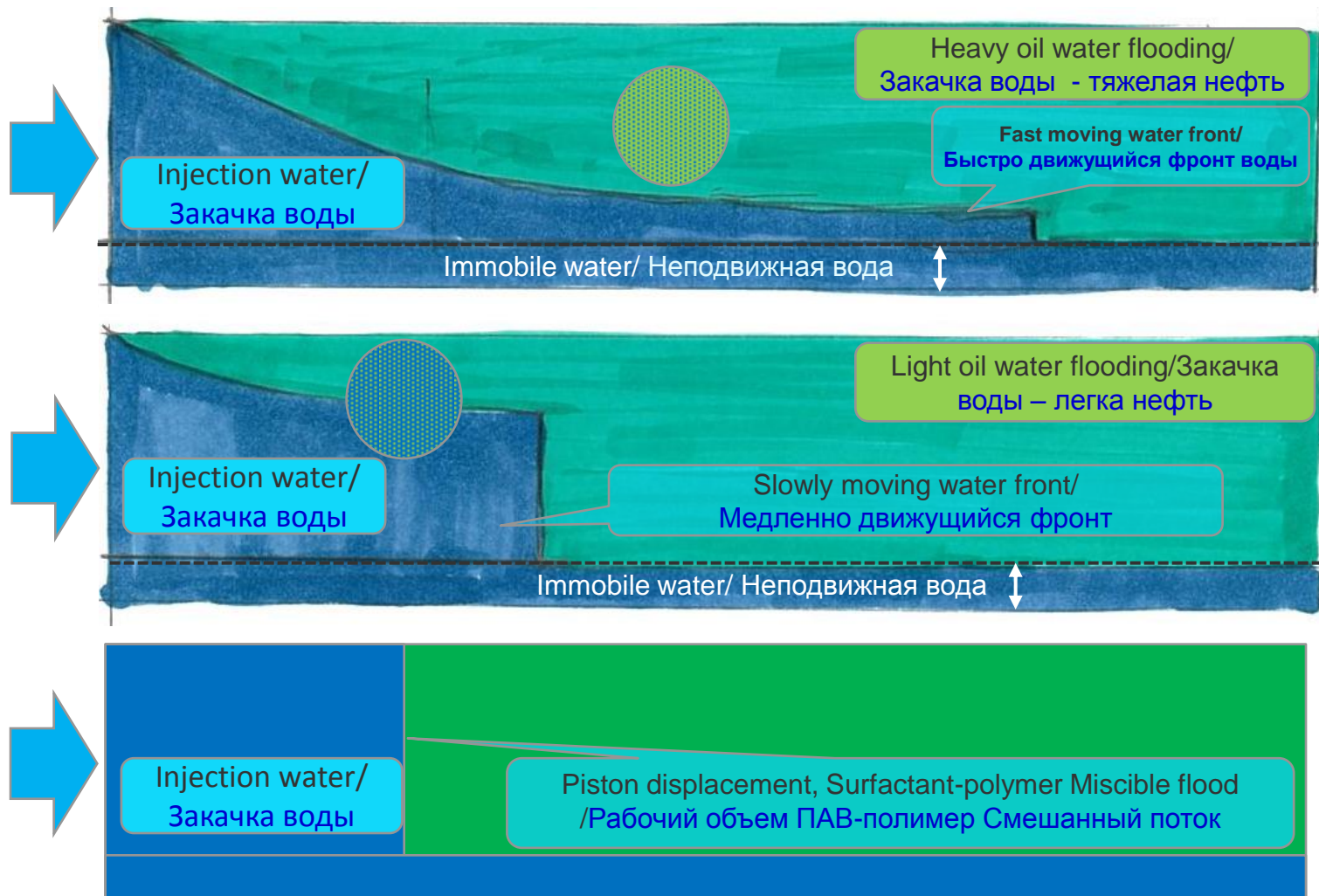


Water flood  
Заводнение ☹️



Polymer flood  
Полимерное заводнение 😊

# Water injection/ Закачка воды



# Heavy oil is not that heavy!/ Тяжелая нефть – не очень тяжелая!

## Тяжелая нефть – не очень тяжелая!

- API gravity definition is related to Specific Gravity at 60 °F/  
Плотность в градусах API связана с Удельным весом при 60 °F

- Water:  $SG_{\text{Water}} = 1$ ,  $API^\circ(\text{water}) = 10$

Вода:  $УВ_{\text{вода}} = 1$ ,  $API^\circ(\text{вода}) = 10$

$$API^\circ = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity}} - 131.5$$

$$API^\circ = \frac{141.5}{\text{Удельный вес}} - 131.5$$

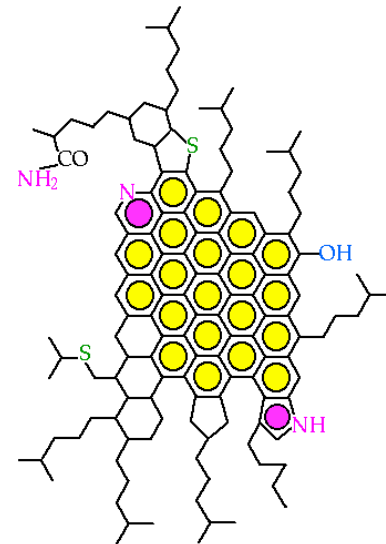
- Crude oil (different definitions exist)/Сырая нефть – различные определения:

- Light crude oil (Легкая нефть):  $API > 31$
- Medium oil (Средняя нефть):  $21 < API < 31$
- Heavy oil (Тяжелая нефть):  $14 < API < 21$

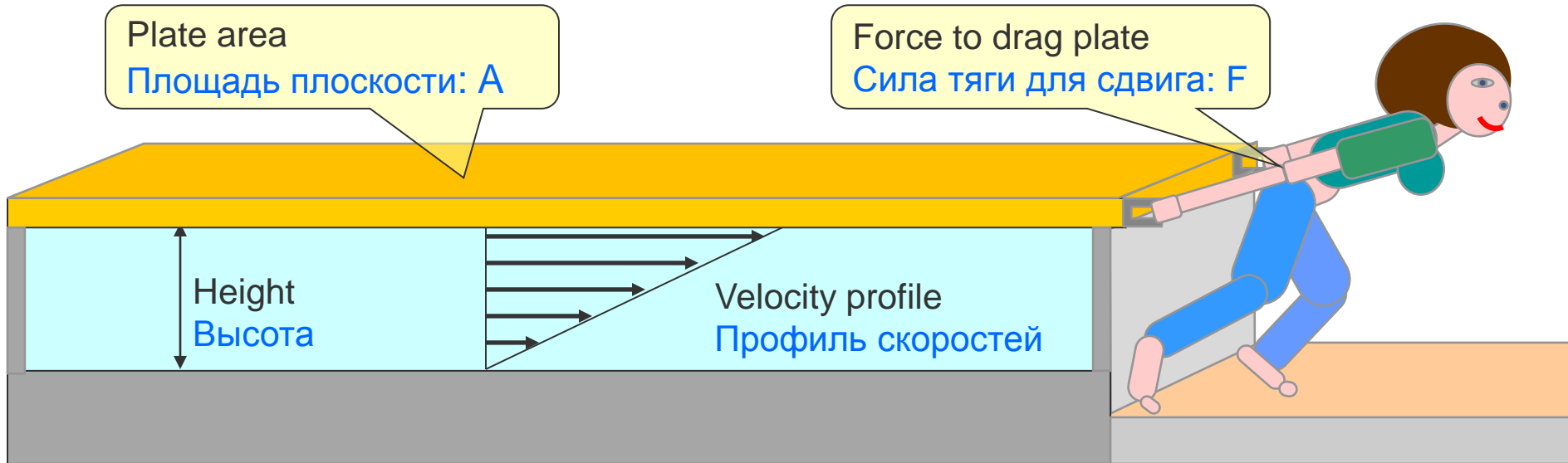
**Density (Плотность) from 926 - 971 kg/m<sup>3</sup>**

- Extra heavy oil (Сверхтяжелая нефть):  $10 < API < 14$
- Bitumen(Битум):  $API < 10$

- Specific gravity (Удельный вес) from 0.7 to 1.076 ( $API = 0$ )



# Newtonian Viscosity/Ньютоновская вязкость



$$\frac{\text{Force}}{\text{Area}} = \text{Viscosity} * \frac{\text{Velocity}}{\text{Height}}$$

$$\frac{\text{Сила}}{\text{Площадь}} = \text{Вязкость} * \frac{\text{Скорость}}{\text{Высота}}$$

$$\text{Viscosity} = \mu$$

$$\text{Вязкость} = \mu$$

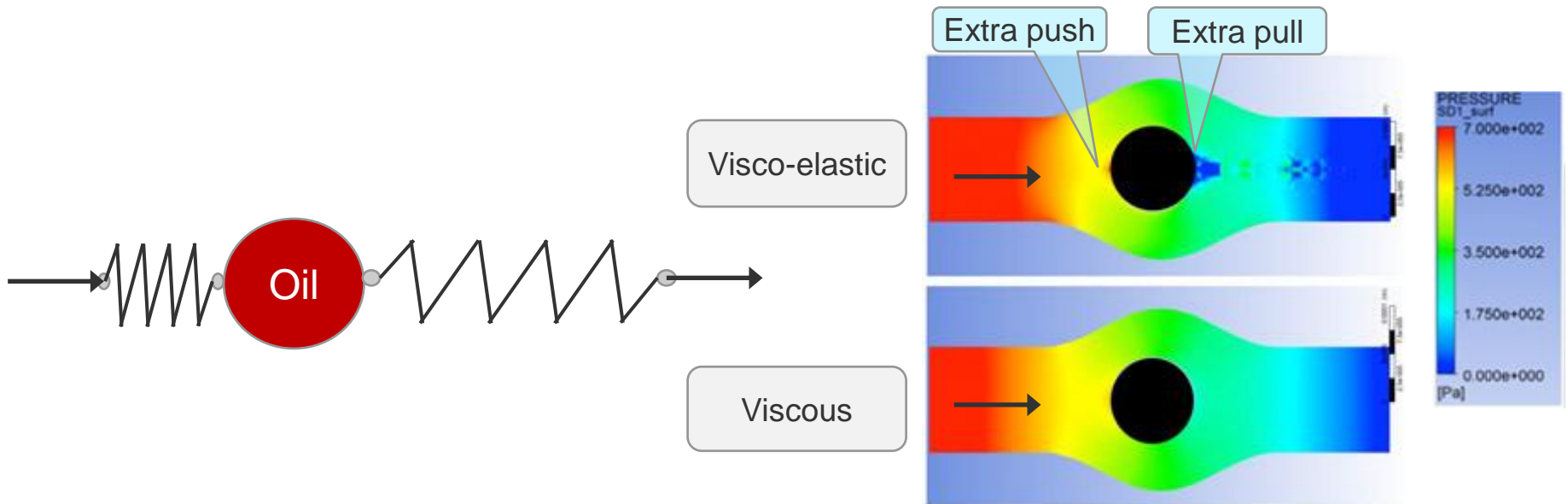
Viscosity (m) unit: Centipoise [cp] = [m Pa s]

Единица измерения вязкости (м): сантипуаз [Сп] = [мПа с]

# Неньютоновская вязкоупругая вода с полимерами

## Non-Newtonian visco-elastic polymer water

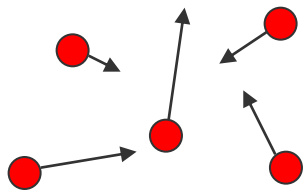
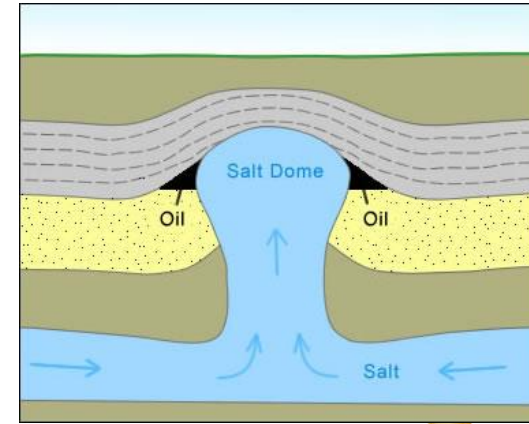
- Polymer concentration normally 1500 ppm
- Обычная концентрация полимера 1500 частей на млн.
  - Polymer concentration visco elastic > 2500 ppm
  - Вязкоупругая концентрация полимера > 2500 ч. на млн





# Viscosity variation/Различные показатели вязкости

- Salt/ Соль:  $10^{22}$  ср (сП)
  - Tar/ Смола:  $10^7$  ср
  - Sour cream/ Сметана:  $10^5$  ср
  - Honey/ Мед:  $10^4$  ср
  - Engine oil/ мотор. масло:  $10^2$  ср
  - Water/ Вода: 1 ср
  - Gas/ Газ:  $10^{-2}$  ср
- } Heavy oil  
тяж.нефть

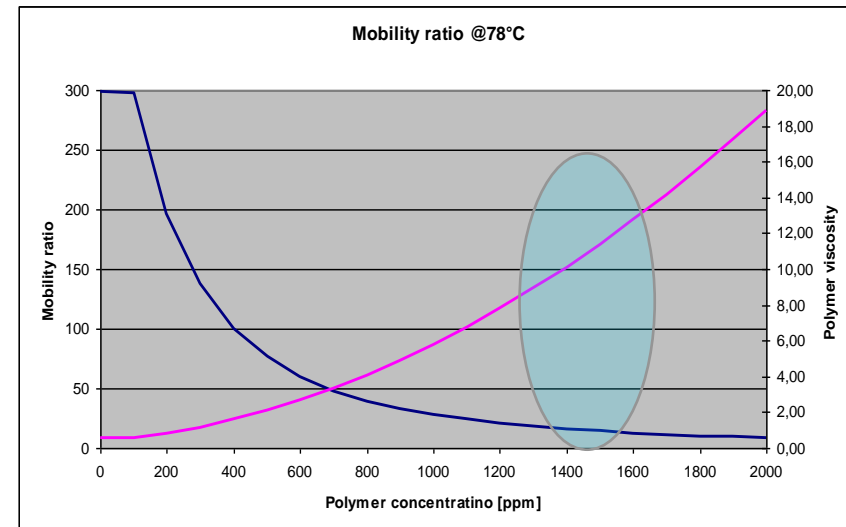
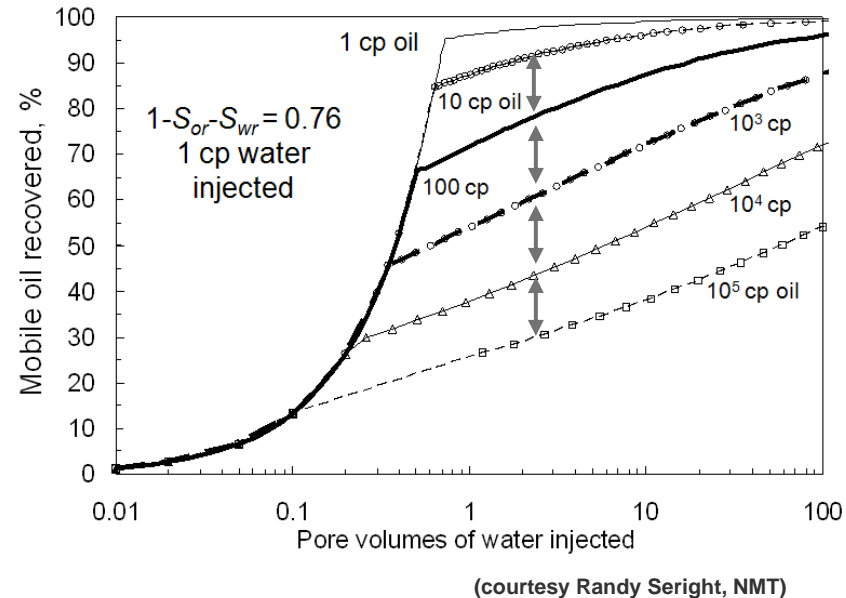


Gas  
Газ



# Recovery with polymer flooding/ Извлечение с полимерным заводнением

- $\Delta(\text{Oil recovery})$  linear in  $\log(\mu_{PW}/\mu_W)$   
 $\Delta(\text{нефтеизвлечение})$  линейная зависимость  $(\mu_{PW}/\mu_W)$
- Similar added recovery effect/  
 $\text{Дополнительный похожий эффект для КИН}$ 
  - 1 cp  $\rightarrow$  10 cp (сП)
  - 10 cp  $\rightarrow$  100 cp
  - 100 cp  $\rightarrow$  1000 cp
- Other effects/ $\text{Другие эффекты}$ 
  - Viscous fingering/ $\text{«Пальцеобразование»}$
  - Heterogeneous medium/ $\text{Гетерогенная среда}$
  - Visco-elastic polymer/ $\text{Упруговязкий полимер}$



# Polymer mixing and pumping/ Смешивание и закачка полимера



Polymer mixing  
Смешивание полимера



Polymer water injection station  
Станция закачки раствора полимера

# Capillary pressure/ Капиллярное давление

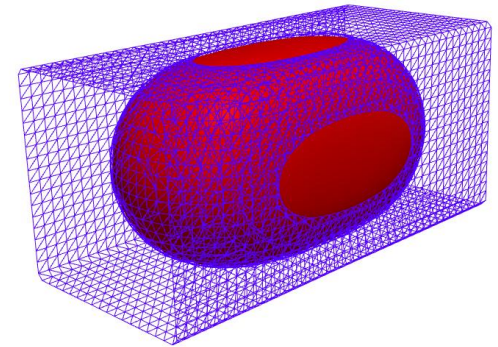
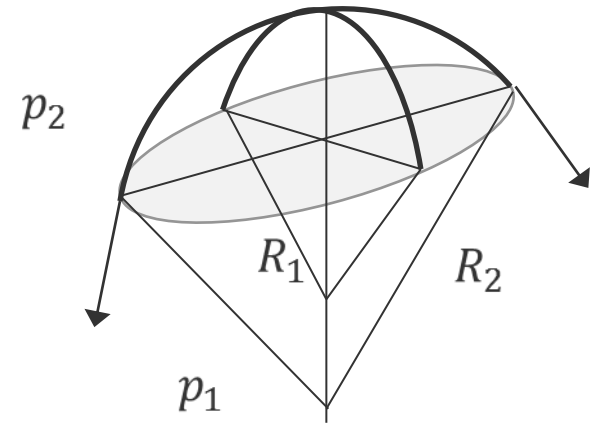
- Surface tension (Поверхностное натяжение)  $\sigma$
- Capillary pressure (Капиллярное давление)

$$p_c = p_1 - p_2$$

$$p_c = p_1 - p_2 = \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

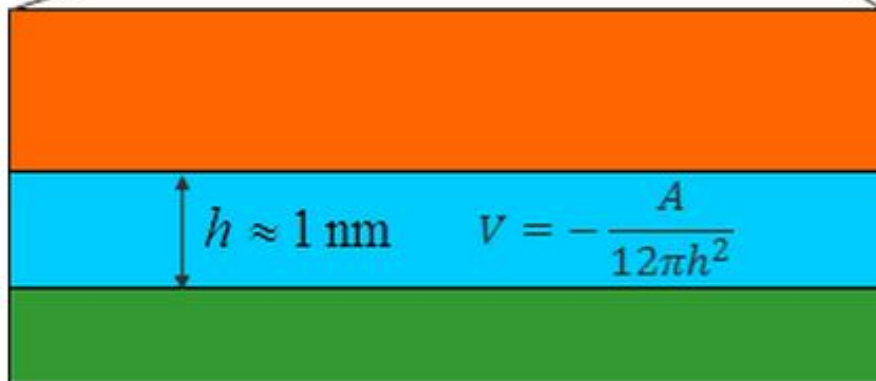
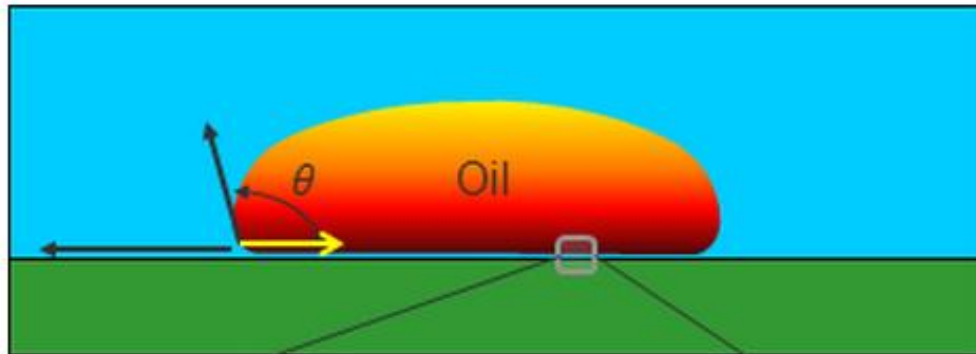
- Contact angle (Угол контакта),  $\theta$

$$p_c = p_1 - p_2 = \frac{2\sigma \cos(\theta)}{R}$$



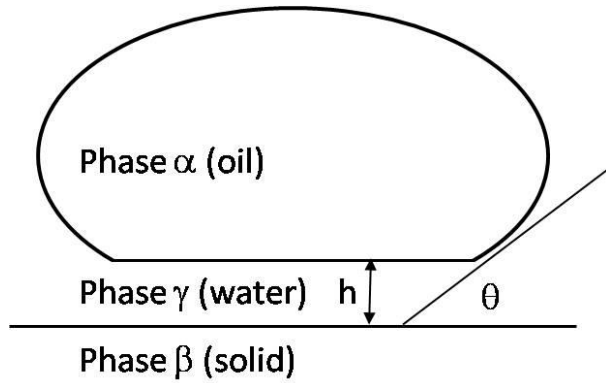
# Thin water film wettability

Смачиваемость тонкой пленки воды

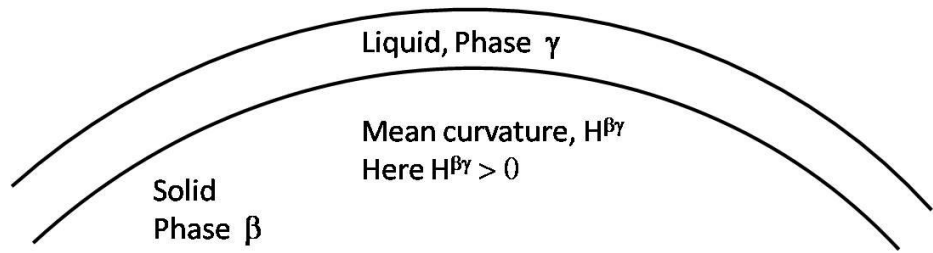


# Thin film/ Тонкая пленка

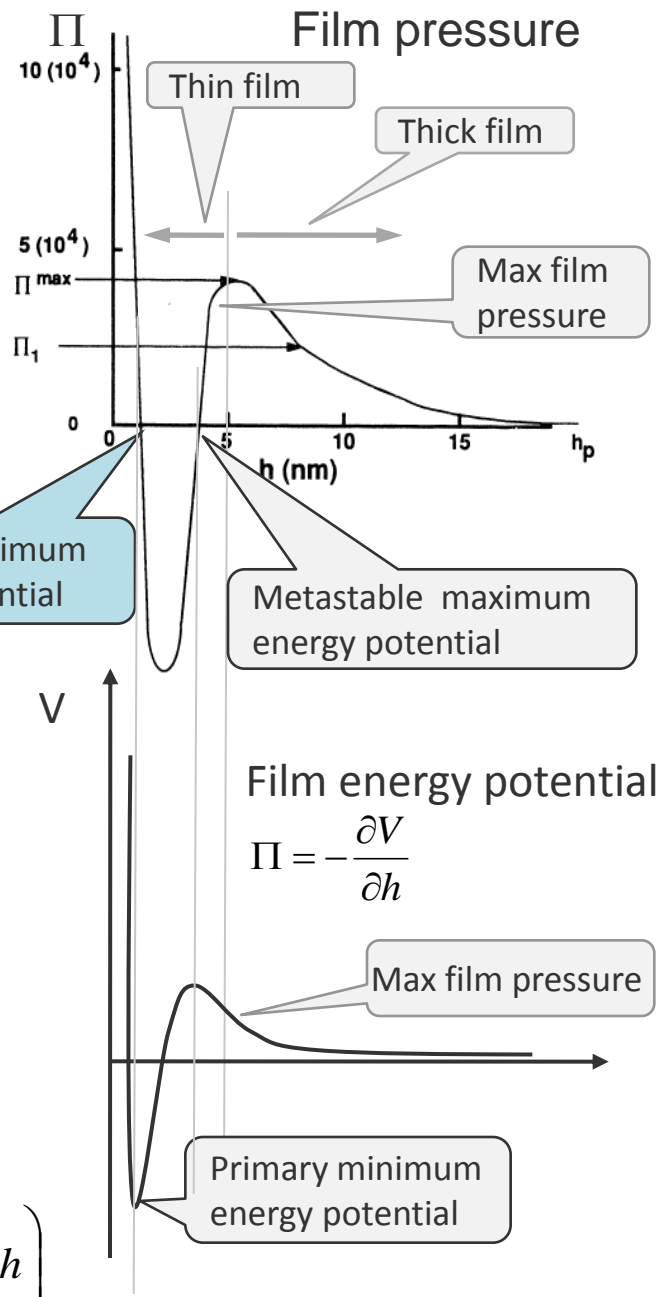
- "Thick film": Thicker than thickness at max film pressure
- Толстая пленка: толще, чем пленка при максимальном давлении
- "Thin film": Trapped in primary minimum (1 nm thick)
- Тонкая пленка: захвачена при минимальной начальной толщине (1 нм)



$$p_{\text{film}} = p_{\text{bulk}} + \Pi$$



$$\Pi_{eq} = p_c - 2H^{\alpha\gamma}\sigma^{\alpha\gamma} \quad \cos \theta = 1 + \frac{1}{\sigma_{\infty}^{\alpha\gamma}} \left( \int_h^{\infty} \Pi(h') dh' + \Pi_{eq} h \right)$$



$$\Pi = -\frac{\partial V}{\partial h}$$

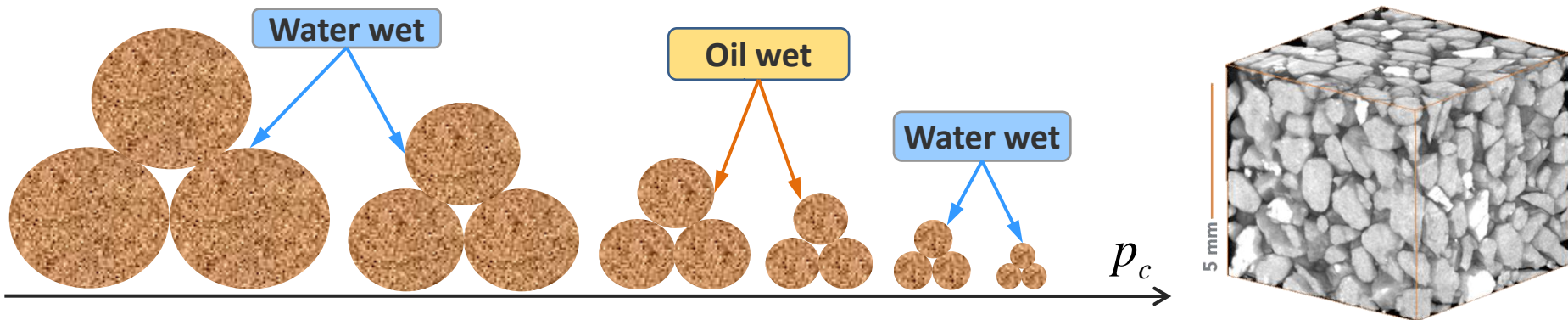
# Heavy oil mixed wettability (Kovscek, Wong, Radke, 1992)

## Смешанная смачиваемость тяжелой нефти

1. Reservoir initially water wet and water filled /  
Изначально коллектор смачивается и заполнен водой
2. Oil invades pores with capillary pressure greater than entry pressure /  
Нефть проникает в поры при капиллярном давлении превышающем входное давление:

$$p_c = p_o - p_w \quad p_c \geq \frac{2\sigma \cos(\theta)}{r}$$

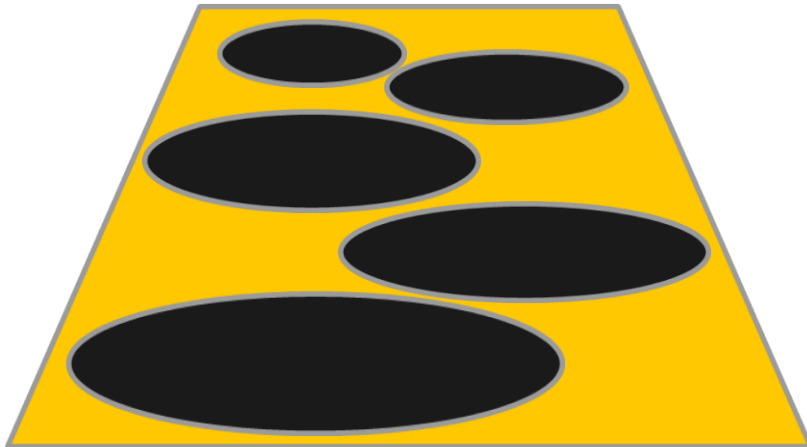
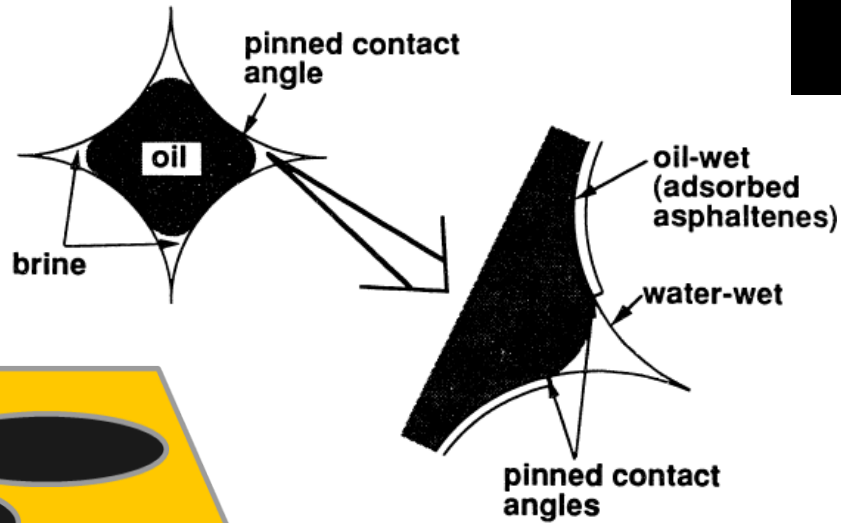
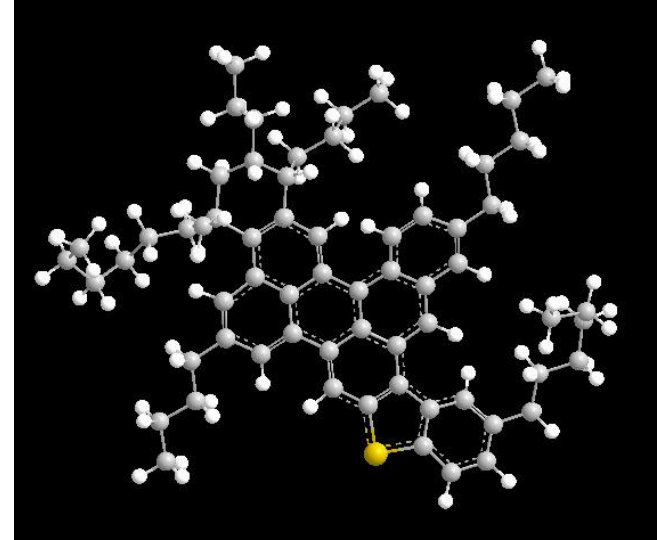
3. Oil invades smaller pores/grains with less stable thick water film. /  
Нефть проникает в меньшие поры / зерна с менее стабильной пленкой воды.
4. At given capillary pressure, thick film collapses into thin film of 1 nm. /  
При данном капиллярном давлении толстая пленка разрушается в тонкую пленку толщиной 1 нм.
5. Oil asphaltanes diffuse across thin water film => oil wet. Corners still water wet. /  
Асфальтены диффундируют через тонкую пленку воды => смачивание нефтью. Углы остаются смачиваемыми водой



# Asphaltene adsorption

## Адсорбция асфальтенов

- Asphaltene adsorption is permanent / Адсорбция асфальтенов постоянна
- Contact line is pinned / Линия контакта закреплена





# Pore scale network simulation

## Моделирование сетки масштаба пор

- Partly oil wet pore model. Two requirements
- Модель поры, частично смачиваемой нефтью. Два требования
  - Pores primary invaded by oil / Поры первично заполняются нефтью
  - Capillary pressure high enough to rupture thick film / Капиллярное давление достаточно для разрыва толстой пленки

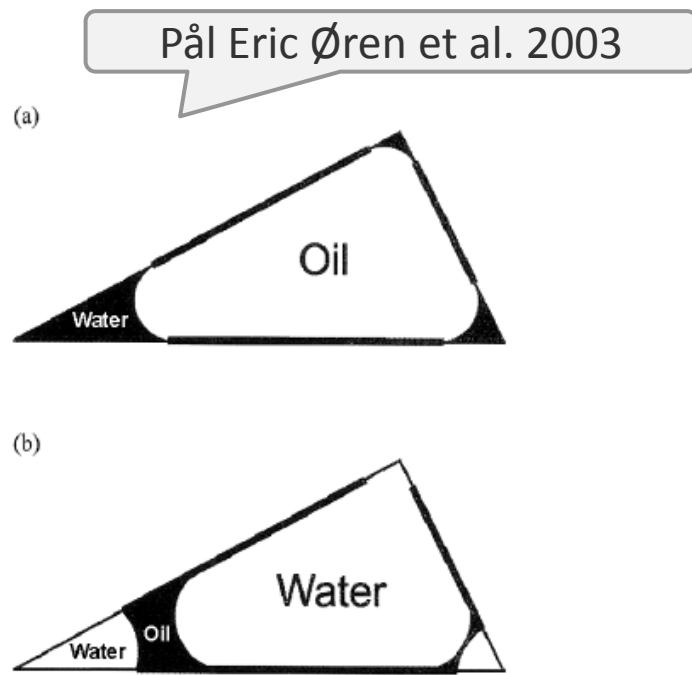
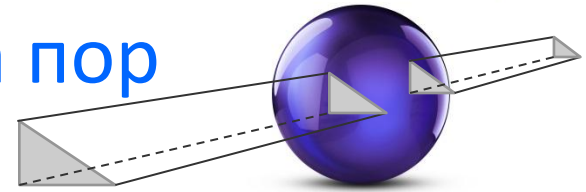


Figure 7. (a) Oil and water in a triangular pore or throat after primary drainage. The areas contacted by oil have altered wettability while the water filled corners remain water wet. (b) Formation of oil films in the corners during waterflooding.

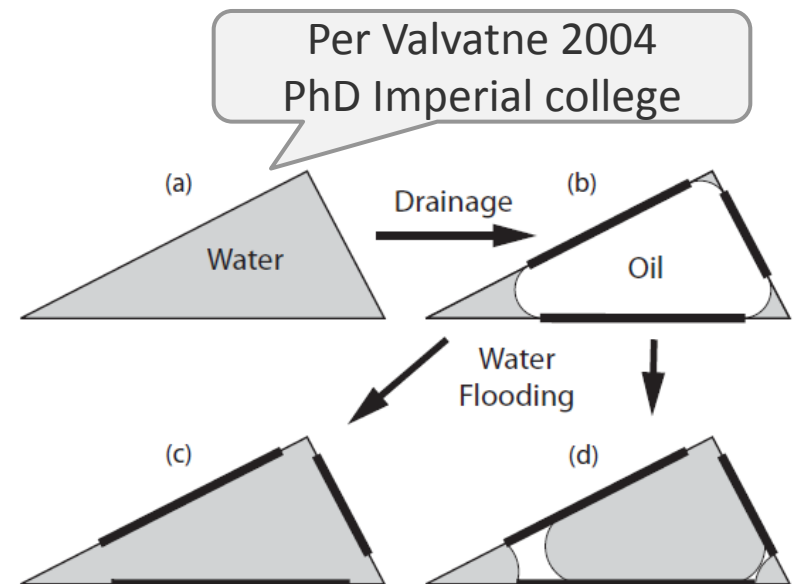


Figure 3.5: Possible fluid configurations. (a) Initially the element is water-filled and strongly water-wet. (b) Following primary oil flooding the part of the element in contact with oil will alter its wettability. (c) During water flooding the element might again become completely water-filled. (d) If wettability alteration was large enough, oil might become sandwiched as a layer between water in the corner and the centre.

# Immiscible flow: two numbers/ Несмешивающийся поток: два числа

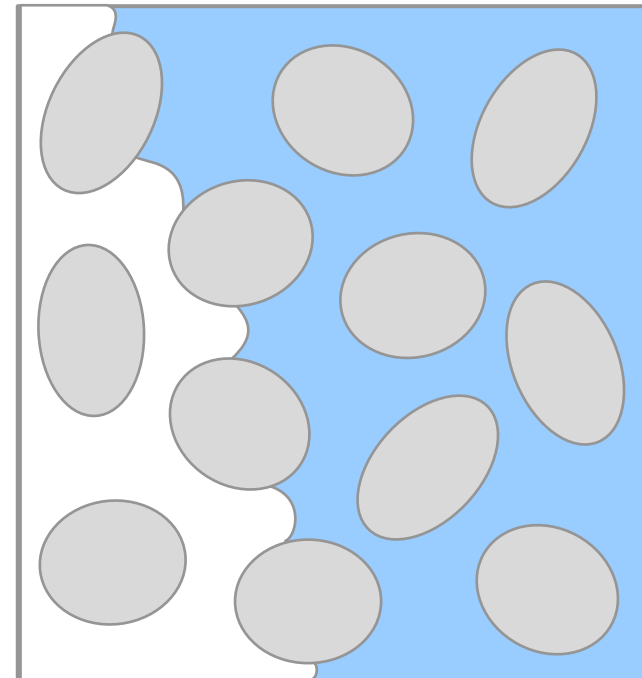
- **Viscosity ratio (Коэффициент вязкости),  $M$ :**  
Ratio of viscous forces of the two fluids  
(Соотношение вязких сил двух жидкостей)

$$M = \frac{\mu_w}{\mu_o} \quad (\text{Water flood/ Закачка воды})$$

- **Capillary number (Капиллярное число),  $Ca$ :**  
Ratio of viscous to capillary forces  
(Соотношение вязких и капиллярных сил)

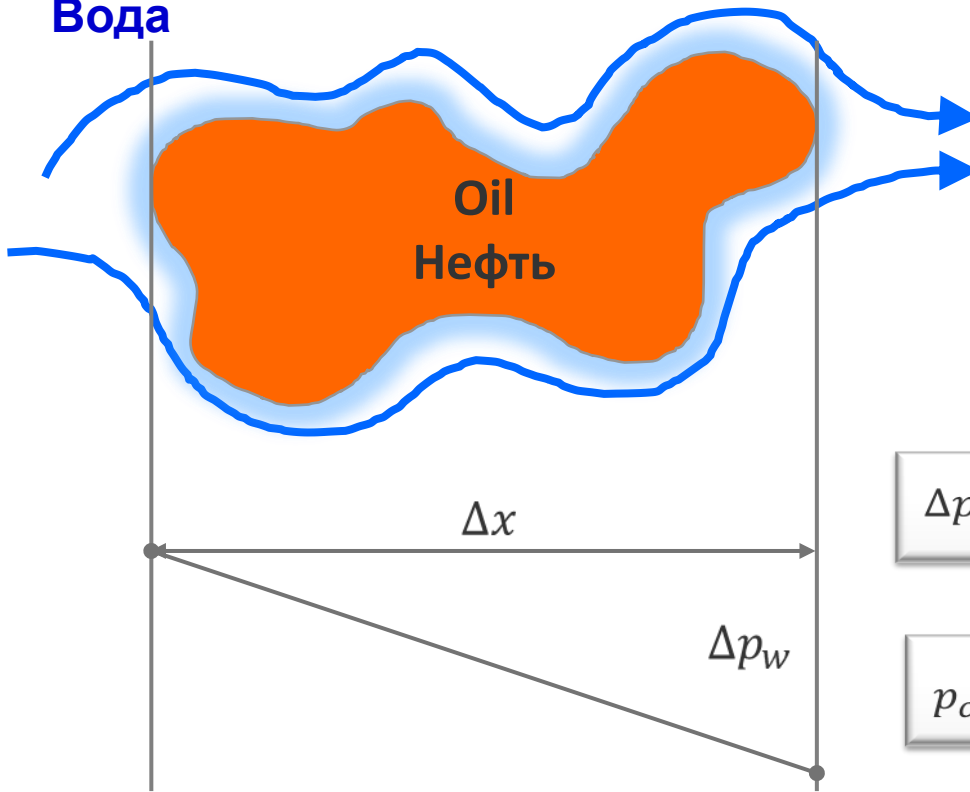
$$Ca = \frac{\mu V}{\sigma}$$

- $\sigma$  = Interfacial tension between two fluids  
(Поверхностное натяжение между двумя жидкостями)
- Pore scale: Capillary dominated:  $Ca \rightarrow 0$   
(На уровне пор: доминируют капиллярные силы)
- Reservoir scale: Viscous dominated  
(На уровне коллектора доминируют вязкие силы)



# Capillary trapped oil cluster/ Нефть в капиллярной ловушке

Water  
Вода



$$k = D = 10^{-12} \text{ m}^2$$

$$R = 2 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2$$

$$k_{rw} = 1 \quad \theta = 0^\circ$$

$$\Delta p_w = \frac{\mu_w v_w}{k k_{rw}} \Delta x = \frac{\mu_w v_w}{k} \Delta x$$

$$p_c = \frac{2\sigma \cos(\theta)}{R} = \frac{2\sigma}{R}$$

$$Ca = \frac{\mu_w v_w}{\sigma}$$

Trapped/  
В ловушке:

$$\Delta p_w \leq p_c$$



$$\frac{\mu_w v_w}{k} \Delta x \leq \frac{2\sigma}{R}$$



$$Ca \leq \frac{2k}{\Delta x R} = \frac{10^{-7}}{\Delta x}$$



$$Ca = 10^{-5}$$

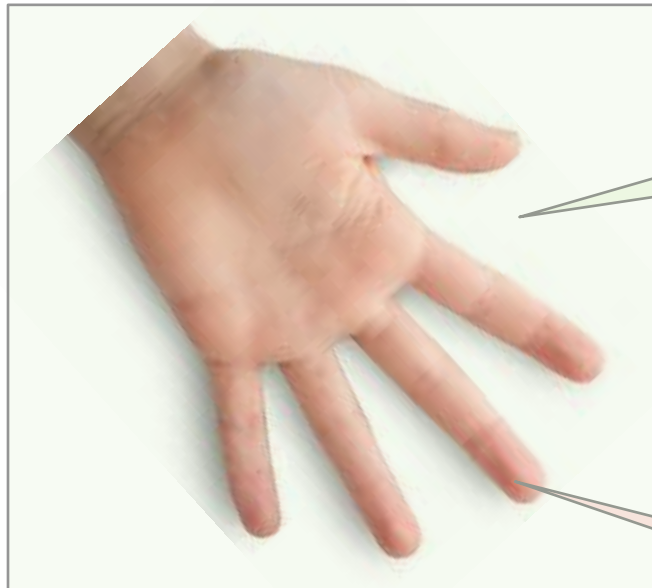
$$\Delta x \leq 10^{-2} \text{ m}$$

# Viscous fingering in homogeneous media/ «Пальцеобразование» в однородной среде из-за вязкости

Water injection  
Закачка воды



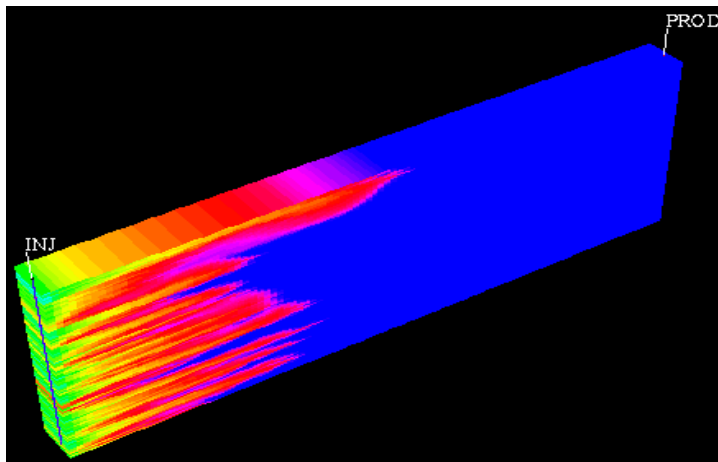
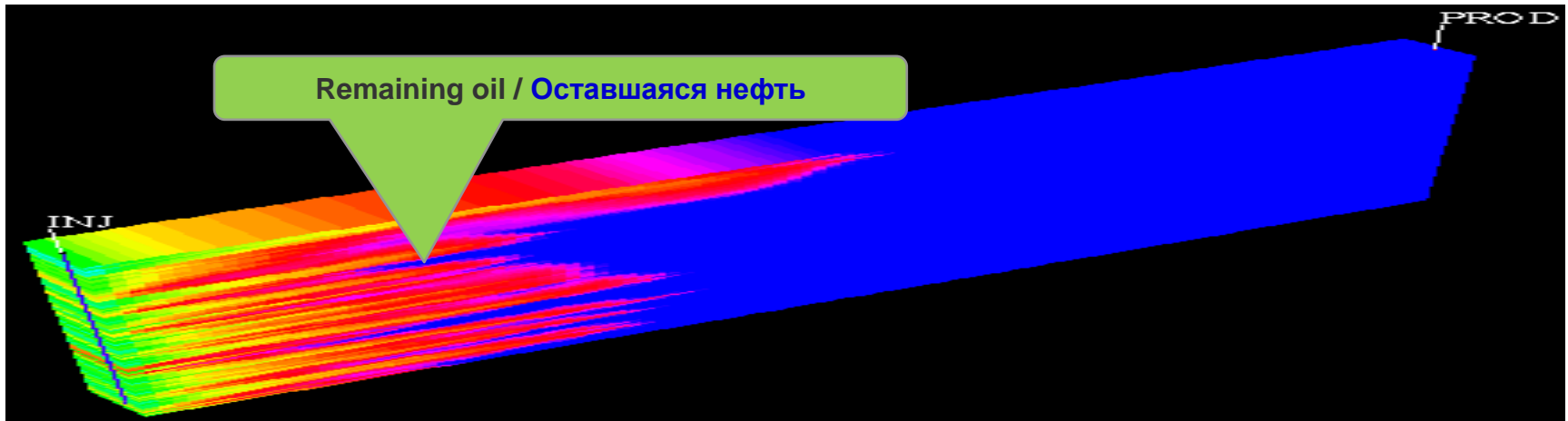
Oil production  
Добыча нефти



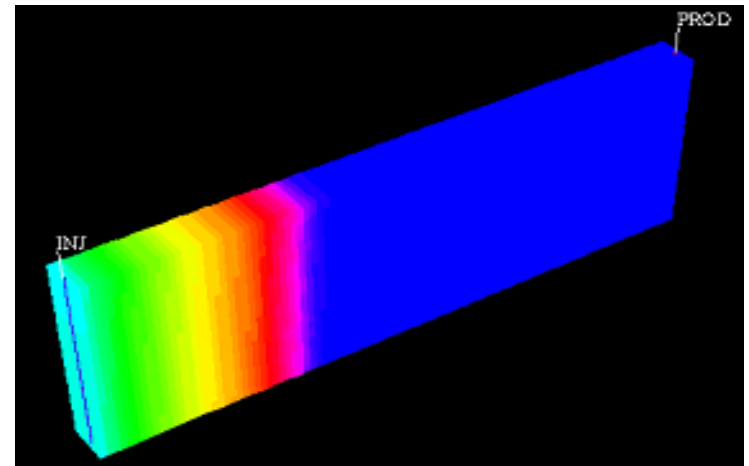
Remaining oil  
Оставшаяся  
нефть

Viscous finger  
«Вязкий палец»

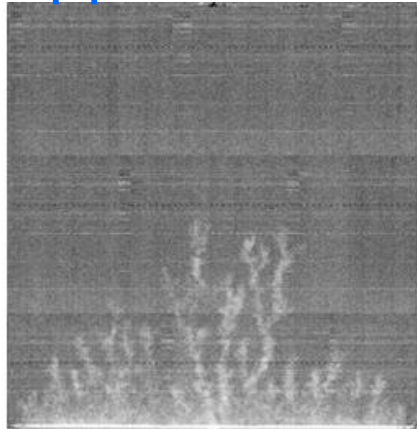
# Heavy oil amplifies heterogeneities / Тяжелая нефть усиливает неоднородности



Polymer  
Полимер



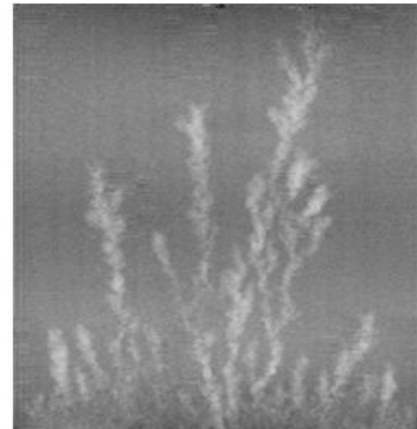
# Waterflooding at adverse mobility ratio/ Закачка воды при обратном коэффициенте ПОДВИЖНОСТИ



0.01 PV



0.02 PV



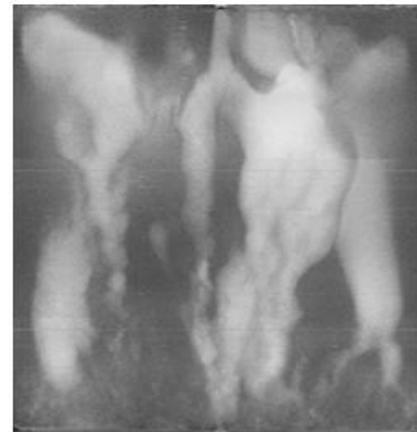
0.04 PV



0.14 PV



0.53 PV



2.3 PV



Figure 4. Fingers during water flood with  $\mu_r = 10,000$ ; 80  $\mu$ l injected

Mohanty et al 2012  
Моханти и др.2012

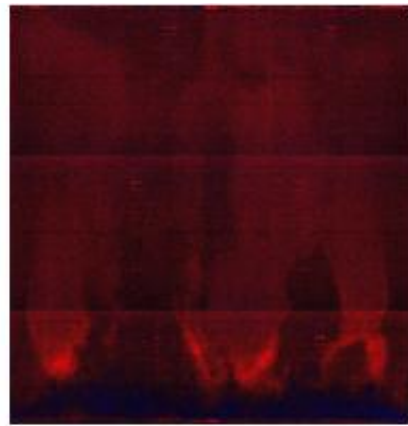
2000 ср

Skauge, A., Ormehaug, P:A., Gurholt, T., Vik, B., Bondino, I., and Hamon, G., 2-D Visualisation of Unstable Waterflood and Polymer Flood for Displacement of Heavy Oil, SPE 154292, paper prepared for presentation at the Eighteenth SPE Improved Oil Recovery symposium. Tulsa, 2012

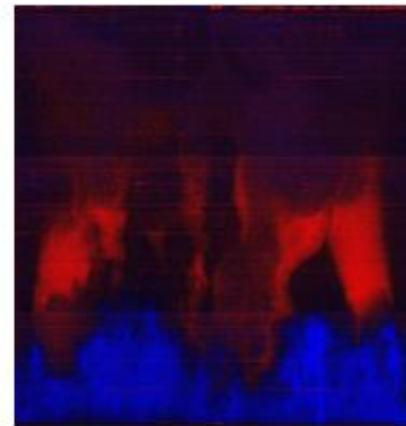
# Oil mobilization during polymer flood/ Мобилизация нефти во время полимерного заводнения



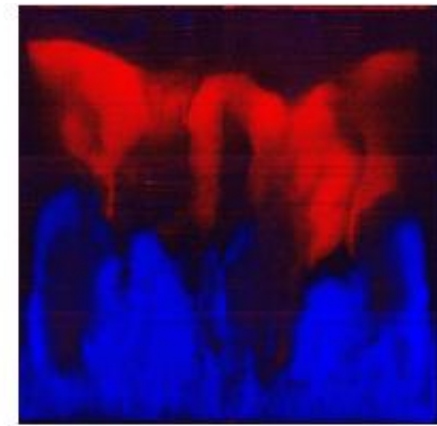
Ref. end of waterflood



0.02 PV



0.11 PV



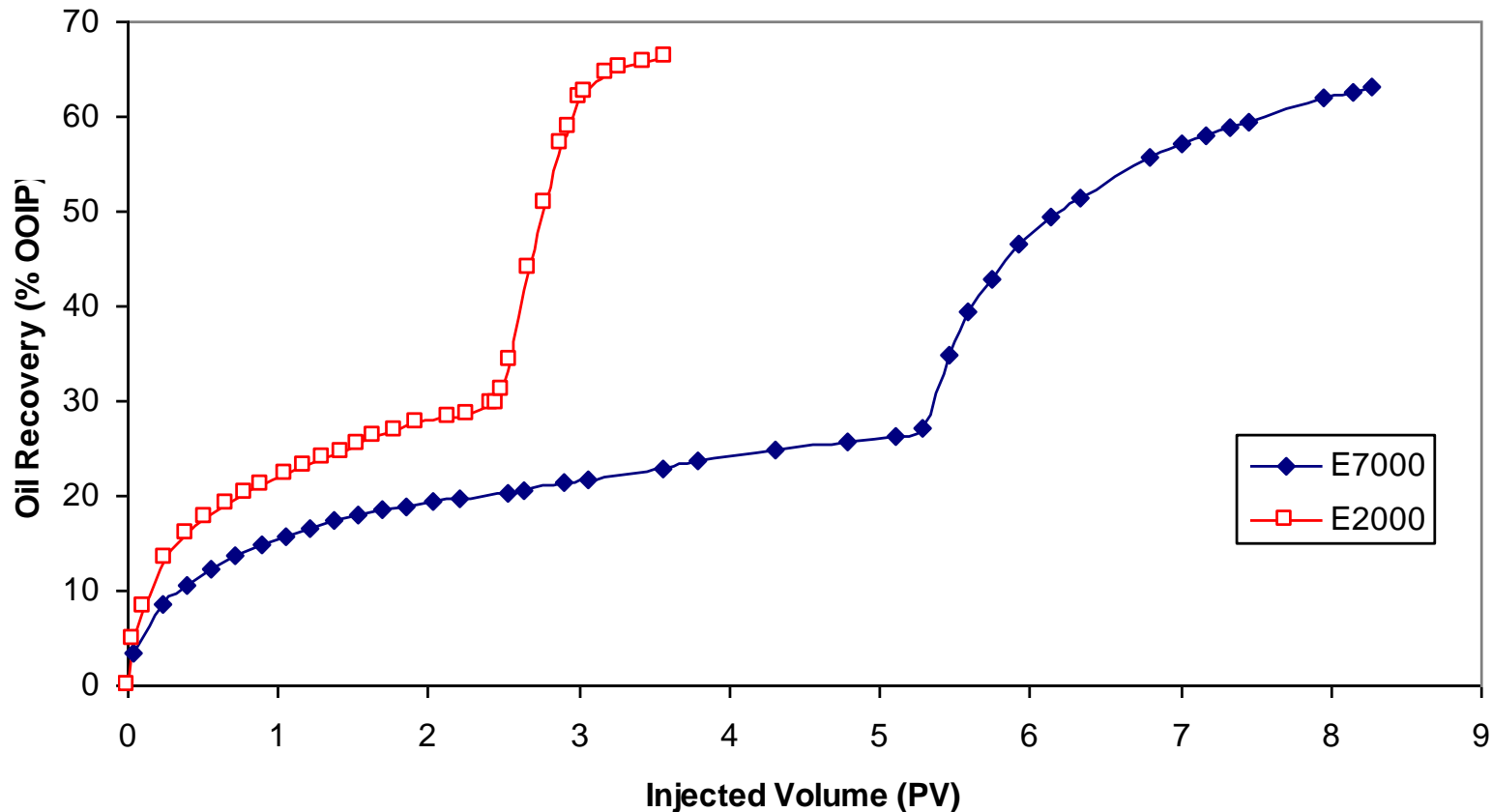
0.25 PV

**Red: increased oil saturation (Увеличение нефтенасыщенности)**  
**Light blue: increased water saturation (Увеличение водонасыщенности)**

Skauge, A., Ormehaug, P:A., Gurholt, T., Vik, B., Bondino, I., and Hamon, G., 2-D Visualisation of Unstable Waterflood and Polymer Flood for Displacement of Heavy Oil, SPE 154292, paper prepared for presentation at the Eighteenth SPE Improved Oil Recovery symp. Tulsa, 2012

# Water- and polymer flood of viscous oils/

## Закачка воды и полимерное заводнение вязких нефтей



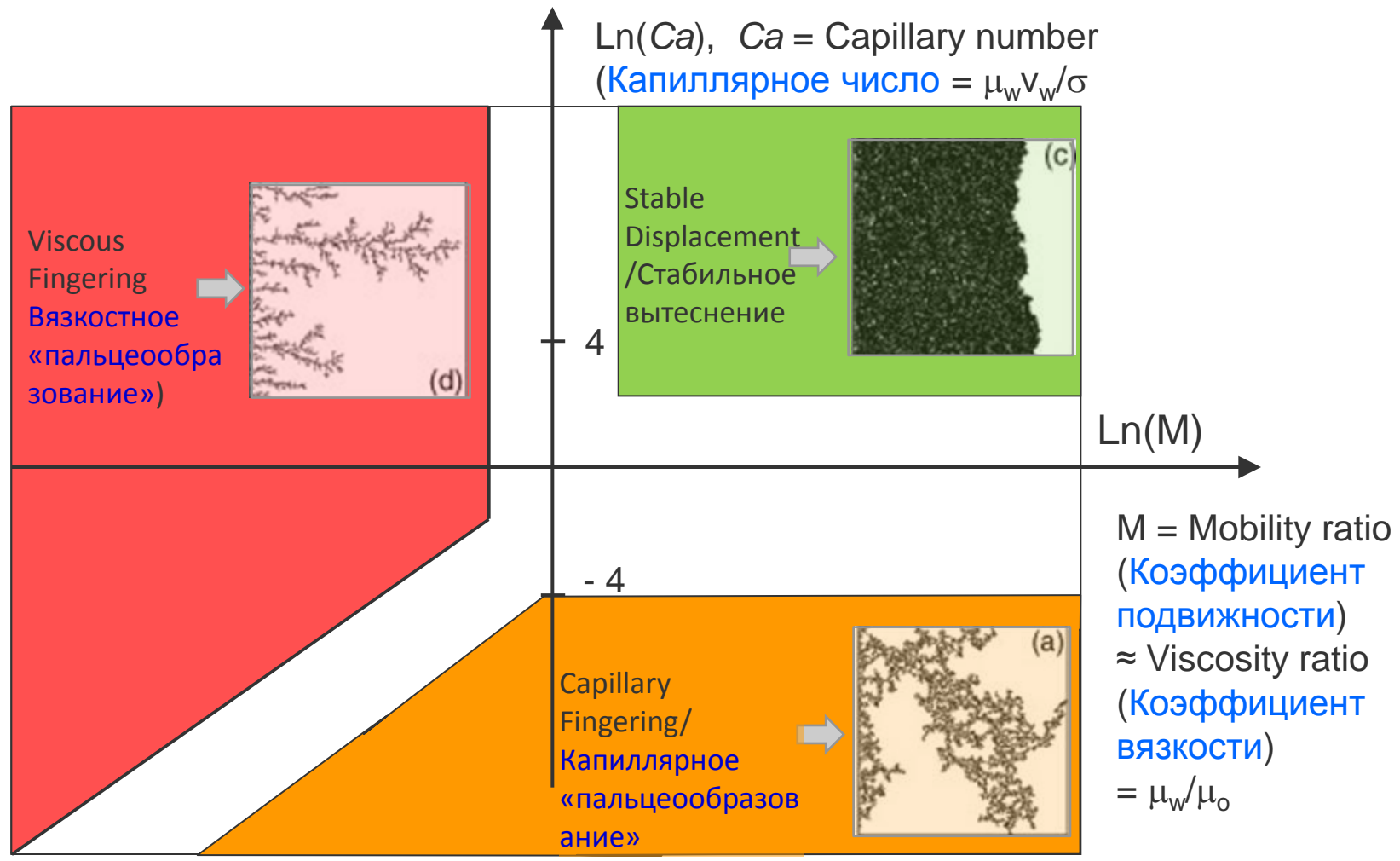
Skauge, A., Ormehaug, P:A., Gurholt, T., Vik, B., Bondino, I., and Hamon, G., 2-D Visualisation of Unstable Waterflood and Polymer Flood for Displacement of Heavy Oil, SPE 154292, paper prepared for presentation at the Eighteenth SPE Improved Oil Recovery symp. Tulsa, 2012



# Water flood in oil wet reservoir/

## Заводнение в гидрофобном коллекторе

R. Lenormand, Journal of Fluid Mechanics, 1988, **189**, pp 165-187



# Navier-Stokes equation/ Уравнение Навье-Стокса

$$-\nabla p = -\mu \nabla^2 \mathbf{v} + \rho \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + \rho \mathbf{v} \cdot \nabla \mathbf{v}$$

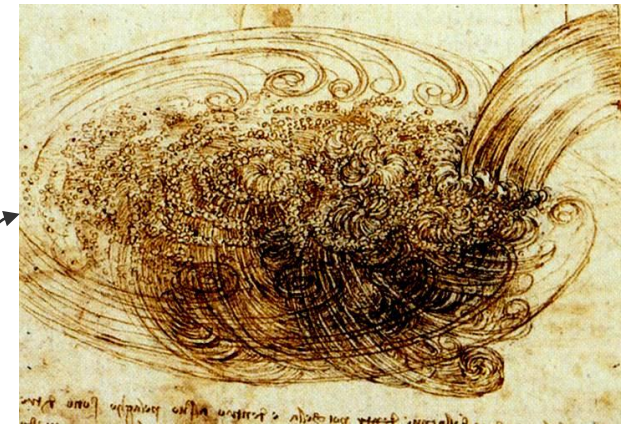
$$\nabla \cdot \mathbf{v} = 0$$

Pressure Drop/  
Градиент давления

Fluid Friction/  
Трение в потоке флюидов

Unsteady Acceleration/  
Неустановившаяся акселерация

Inertial resistance  
Spatial acceleration/  
Инерционное сопротивление  
Пространственная акселерация



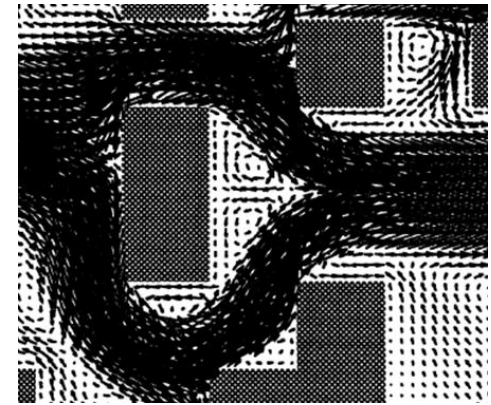
Leonardo da Vinci/  
Леонардо да Винчи (1452 – 1519)

- $p$  = pressure (давление)
- $\mathbf{v}$  = velocity (скорость)
- $\mu$  = viscosity (вязкость)
- $\rho$  = density (плотность)
- $t$  = time (время)

Solid surface  
Твердая поверхность

$$\mathbf{v} = 0$$

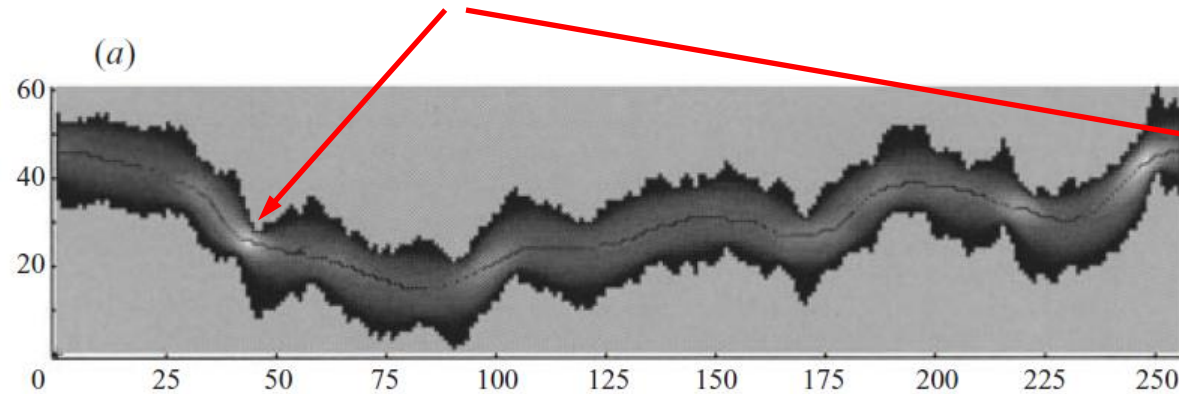
$$\begin{aligned} \text{P} \quad -\frac{dp}{dx} &= \rho \left( \frac{du}{dt} + u \frac{du}{dx} + v \frac{du}{dy} + w \frac{du}{dz} \right) - \epsilon \left( \frac{d^2 u}{dx^2} + \frac{d^2 u}{dy^2} + \frac{d^2 u}{dz^2} \right) \\ \text{Q} \quad -\frac{dp}{dy} &= \rho \left( \frac{dv}{dt} + u \frac{dv}{dx} + v \frac{dv}{dy} + w \frac{dv}{dz} \right) - \epsilon \left( \frac{d^2 v}{dx^2} + \frac{d^2 v}{dy^2} + \frac{d^2 v}{dz^2} \right) \\ \text{R} \quad -\frac{dp}{dz} &= \rho \left( \frac{dw}{dt} + u \frac{dw}{dx} + v \frac{dw}{dy} + w \frac{dw}{dz} \right) - \epsilon \left( \frac{d^2 w}{dx^2} + \frac{d^2 w}{dy^2} + \frac{d^2 w}{dz^2} \right) \end{aligned}$$



Skjetne/Шетне, 1995

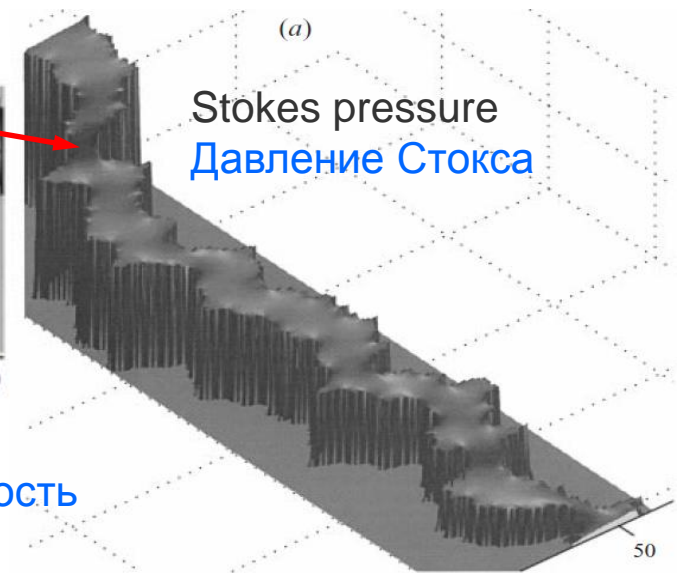
Navier/Навье 1822:

# Stokes and Navier-Stokes/ Стокс и Навье-Стокс

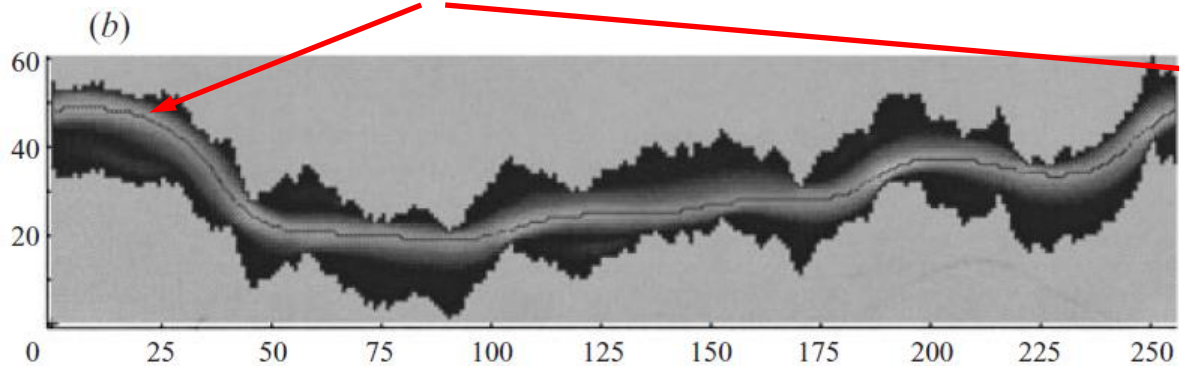


Stokes fluid speed. Lighter => Higher speed

Скорость жидкости Стокса. Менее вязкая => выше скорость



Stokes pressure  
Давление Стокса

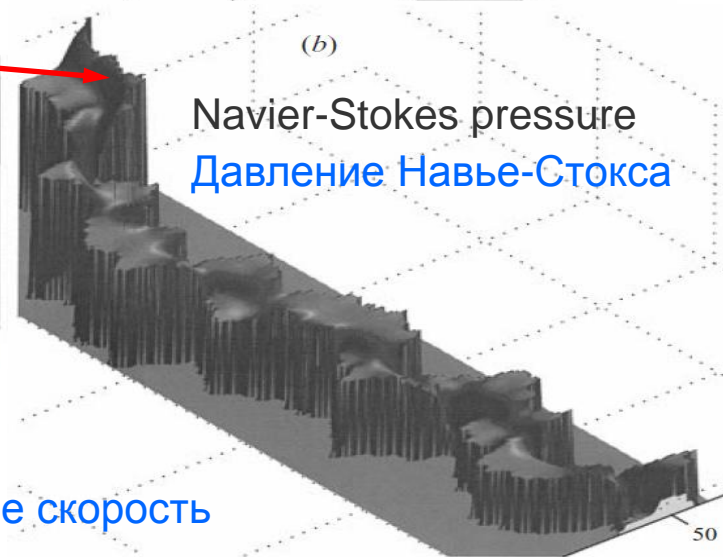


Navier-Stokes fluid speed. Lighter => Higher speed

Reynolds number = 52

Скорость жидкости Навье-Стокса. Менее вязкая => выше скорость

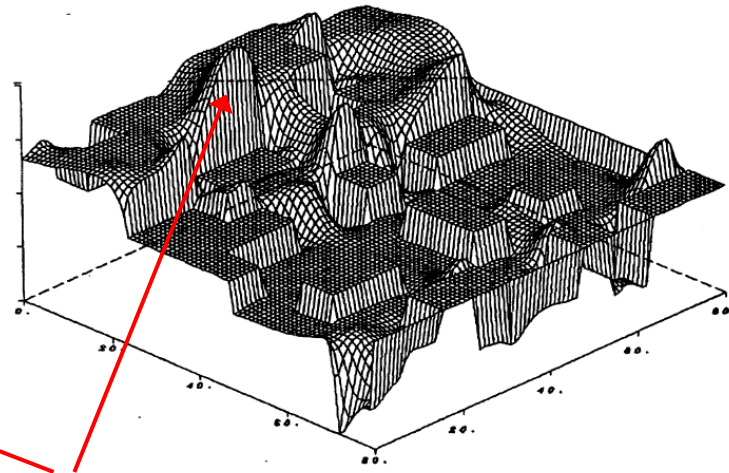
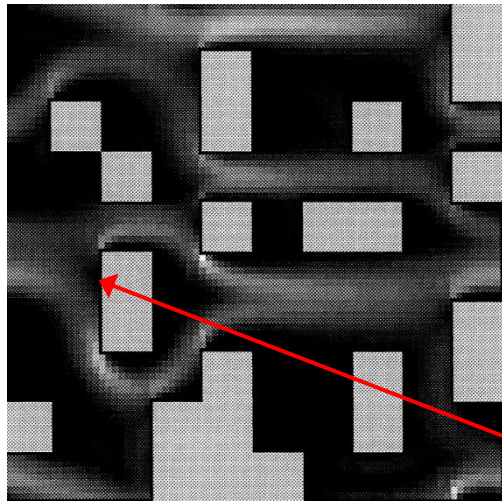
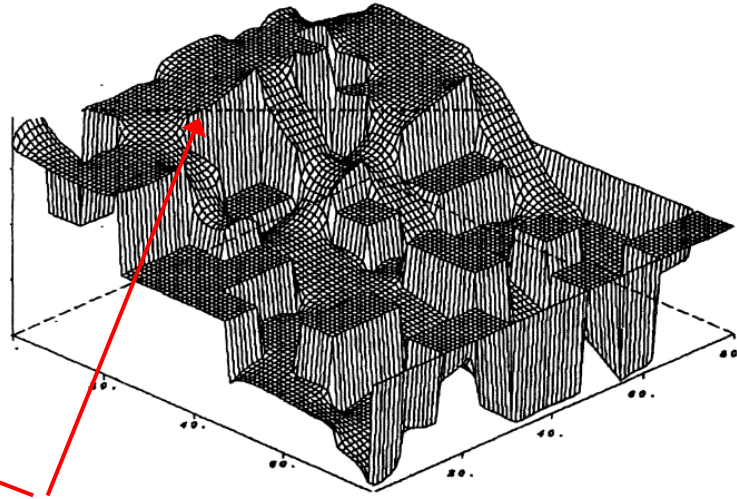
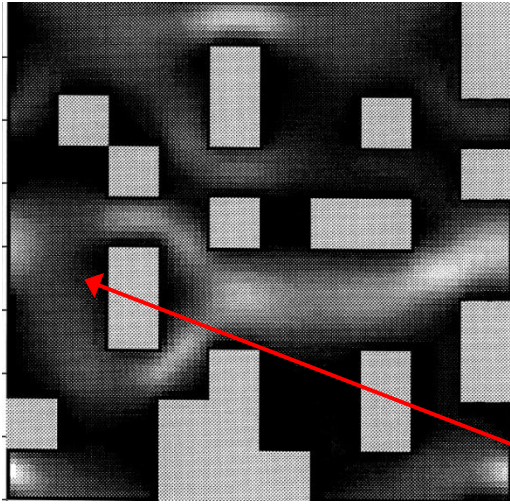
Число Рейнольдса = 52



Navier-Stokes pressure  
Давление Навье-Стокса

# Pore space direct flow simulation/

## Прямое моделирование потока в поровом пространстве



# Intuitive Stokes to Darcy/ ИНТУИТИВНО ОТ СТОКСА К ДАРСИ

- Stokes equation/ Уравнение Стокса:

$$-\nabla p = -\mu \nabla^2 \mathbf{v}$$

- Dimensionless operator,  $R$  is grain size/  
Безмерный оператор, размер зерна

$$R^2 \nabla^2 = \left( \frac{\partial^2}{\partial \left(\frac{x}{R}\right)^2} + \frac{\partial^2}{\partial \left(\frac{y}{R}\right)^2} + \frac{\partial^2}{\partial \left(\frac{z}{R}\right)^2} \right)$$

- Stokes/ Стокс:

$$-\nabla p = \frac{\mu}{R^2} (-R^2 \nabla^2 \mathbf{v})$$

- Darcy's law/ Закон Дарси:

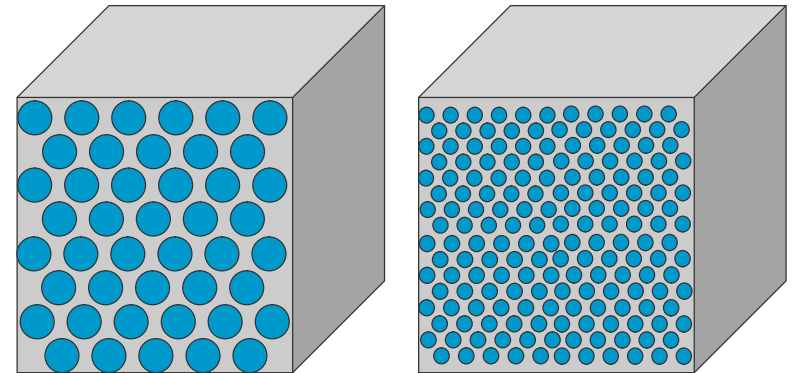
$$-\nabla p = \frac{\mu}{k} \langle \mathbf{v} \rangle$$

- Permeability  
Проницаемость:

$$k \sim R^2$$



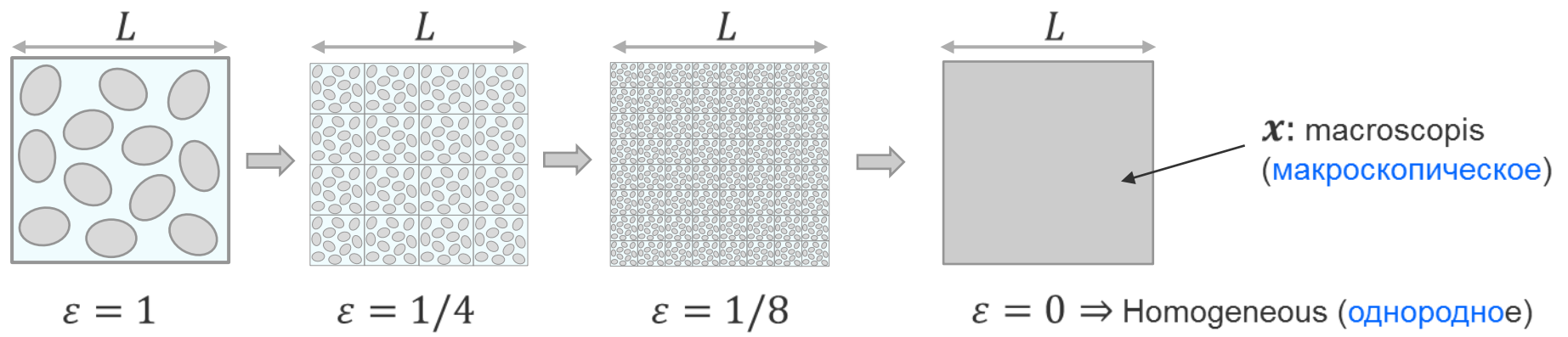
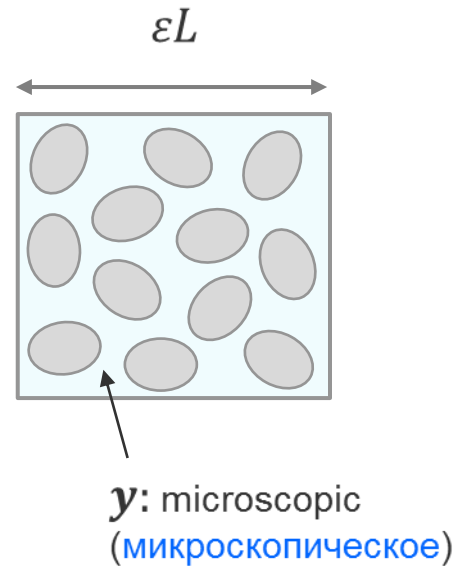
Same porosity, different permeability/  
Пористость одинаковая, проницаемость  
разная



# Mathematical homogenization/ Математическая гомогенизация 1/2

Periodic unit cell/  
Периодическое элементарное звено

- Macroscopic size (Макроскопический размер):  $L$ ,  $x$ -variable (переменная)
- Microscopic size (Микроскопический размер)(unit cell/элементарное звено):  $\varepsilon L$ ,  $\varepsilon \ll 1$ ,  $y$ -variable (переменная)
- Velocity (Скорость):  $\mathbf{v}(\mathbf{y}, \mathbf{x}) = \sum_n \varepsilon^n \mathbf{v}^{(n)}(\mathbf{y}, \mathbf{x})$
- Pressure (Давление):  $p(\mathbf{y}, \mathbf{x}) = \sum_n \varepsilon^n p^{(n)}(\mathbf{y}, \mathbf{x})$



# Mathematical homogenization 2/2/

## Математическая гомогенизация 2/2

- Plug in  $\mathbf{v}(\mathbf{y}, \mathbf{x})$  and  $p(\mathbf{y}, \mathbf{x})$  in Stokes equation

Вставить  $\mathbf{v}(\mathbf{y}, \mathbf{x})$  и  $p(\mathbf{y}, \mathbf{x})$  в уравнение Стокса

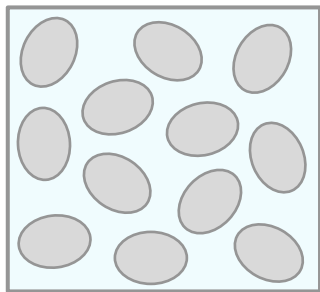
- $\mathbf{y} = \varepsilon^{-1} \mathbf{x}, \quad \nabla = \varepsilon^{-1} \nabla_{\mathbf{y}} + \nabla_{\mathbf{x}}$

- Collect terms of same power of  $\varepsilon$

Собрать элементы одинаковой степени  $\varepsilon$

- Solve new set of equations in abstract vector space (Sobolev space)

Решить новый ряд уравнений в абстрактном векторном пространстве (Пространство Соболева)



$$-\nabla p = -\mu \nabla^2 \mathbf{v}$$

$$-\nabla p = \frac{\mu}{k} \langle \mathbf{v} \rangle$$

Stokes  
Стокс

Darcy  
Дарси

# Particle number density

## Плотность распределения частиц

- Particle number density =  $f(t, \mathbf{r}, \mathbf{v})$

Плотность распределения частиц

- $f(t, \mathbf{r}, \mathbf{v}) d\mathbf{r} d\mathbf{v}$  = Particles (Частицы в) in  $d\mathbf{r}$  and  $d\mathbf{v}$

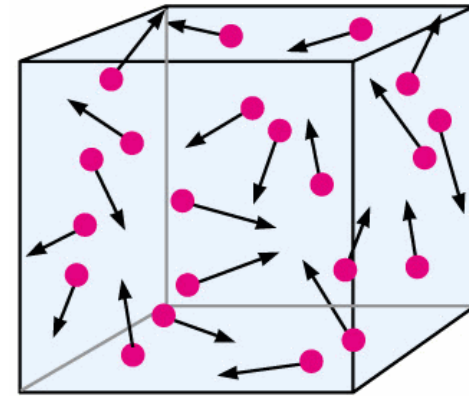
- Position between  $\mathbf{r}$  and  $\mathbf{r} + d\mathbf{r}$

Положение между  $\mathbf{r}$  и  $\mathbf{r} + d\mathbf{r}$

- Velocity between  $\mathbf{v}$  and  $\mathbf{v} + d\mathbf{v}$

Скорость между  $\mathbf{v}$  и  $\mathbf{v} + d\mathbf{v}$

- Particles per volume/ Частиц на объем



$$n(t, \mathbf{r}) = \int f d^3\mathbf{v}$$

- Density

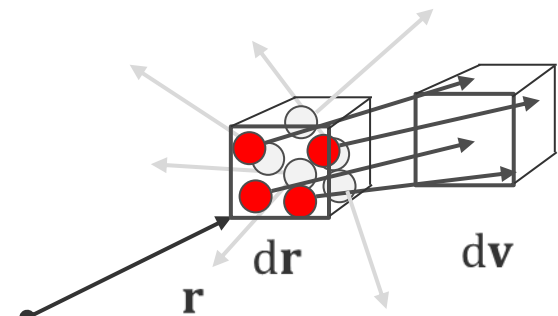
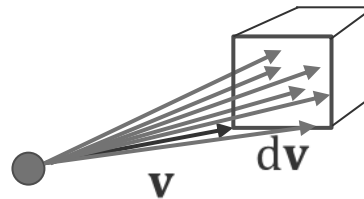
Плотность

$$\rho = m n(t, \mathbf{r})$$

- Velocity

Скорость

$$\mathbf{v}(t, \mathbf{r}) = \frac{1}{n} \int f \mathbf{v} d^3\mathbf{v}$$

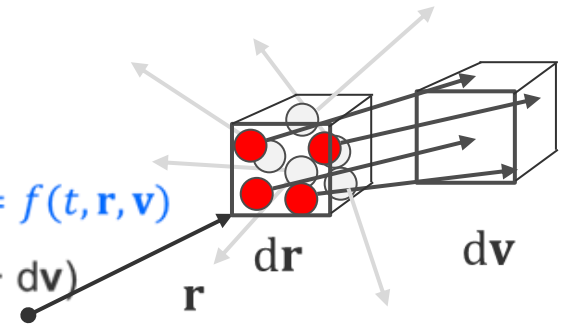


$$f(t, \mathbf{r}, \mathbf{v}) d\mathbf{r} d\mathbf{v} = 4$$



# Boltzmann equation (1872)/ Уравнение Больцмана (1872)

- Particle number density/ Плотность распределения частиц =  $f(t, \mathbf{r}, \mathbf{v})$
- $f(t, \mathbf{r}, \mathbf{v}) d\mathbf{r} d\mathbf{v}$  = Particles in/Частицы в  $(\mathbf{r}, \mathbf{r} + d\mathbf{r})$  and/и  $(\mathbf{v}, \mathbf{v} + d\mathbf{v})$



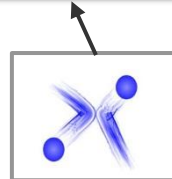
- Boltzmann equation/Уравнение Больцмана

$$f(t, \mathbf{r}, \mathbf{v}) d\mathbf{r} d\mathbf{v} = 4$$

$$\frac{\partial f}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla_{\mathbf{r}} f + \mathbf{a} \cdot \nabla_{\mathbf{v}} f = \left( \frac{\partial f}{\partial t} \right)_{\text{Collision/Столкновение}}$$

$$\mathbf{v} = \frac{d\mathbf{r}}{dt}$$

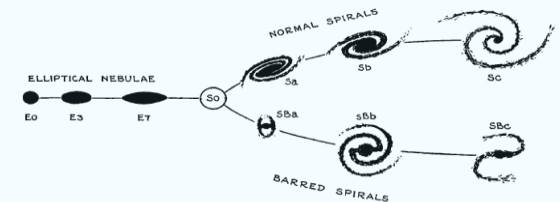
$$\mathbf{a} = \frac{d\mathbf{v}}{dt}$$



Collision-less dynamics/  
Динамика без столкновений:

$$\left( \frac{\partial f}{\partial t} \right)_{\text{Collision}} = 0$$

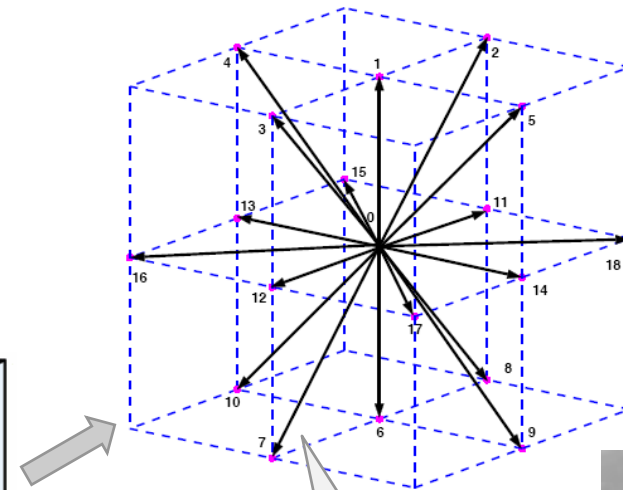
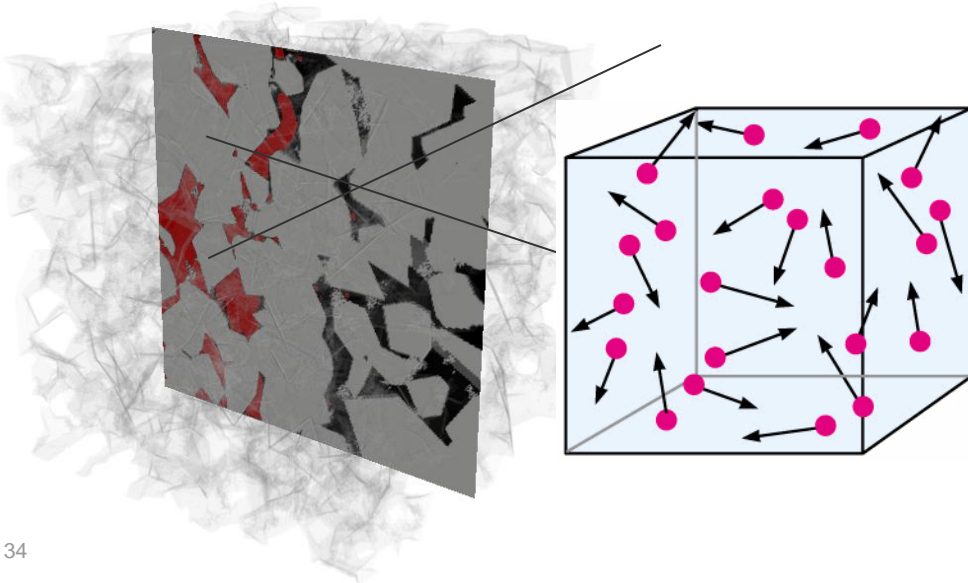
Star-flow in galaxies, Hubble/  
Поток звезд в галактиках, Хаббл



# Lattice Boltzmann method/

## Метод решеточных уравнений Больцмана

- Local fluid phase density at each grid point in pore space/  
Локальная плотность фазы флюида в каждой точке решетки в поровом пространстве
- Fraction of each fluid propagates to neighbouring point in lattice directions/  
Доля каждого флюида распространяется до соседней точки в направлениях решетки
- On the way, they collide with incoming distributions/  
По пути они сталкиваются с входящими распространяющимися потоками
- Update fluid distribution/  
Уточненное распределение флюидов



Lattice  
Решетка

Boltzmann  
Больцман



# Surface tension and wetting angle

## Поверхностное натяжение и угол смачивания

- Surface tension generated by adding an anisotropic, local pressure field/

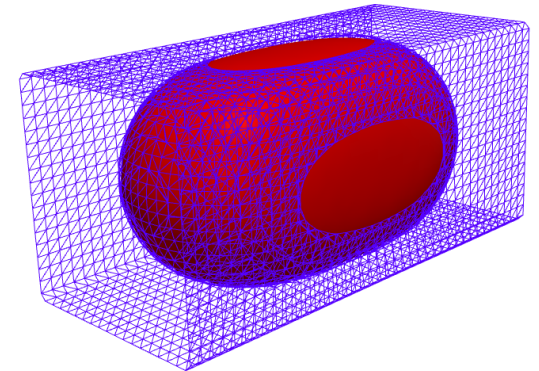
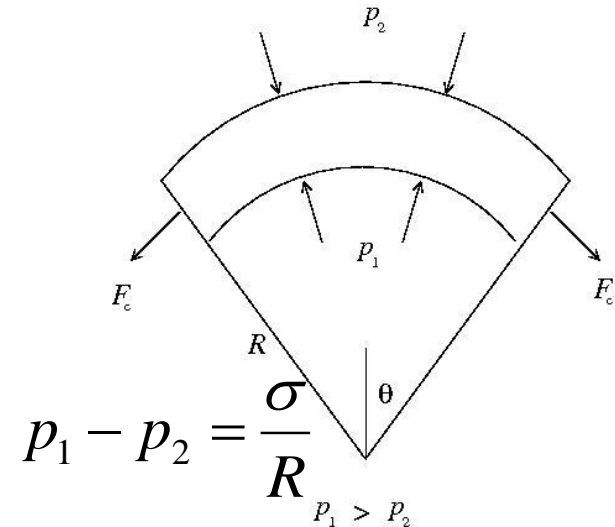
Поверхностное натяжение генерируется добавлением анизотропного локального поля давления

- At interface between phases, proportional to fluid phase gradient/

На интерфейсе между фазами пропорциональный градиенту фазы флюида

- Mixture of oil and water everywhere/

Везде смесь нефти и воды



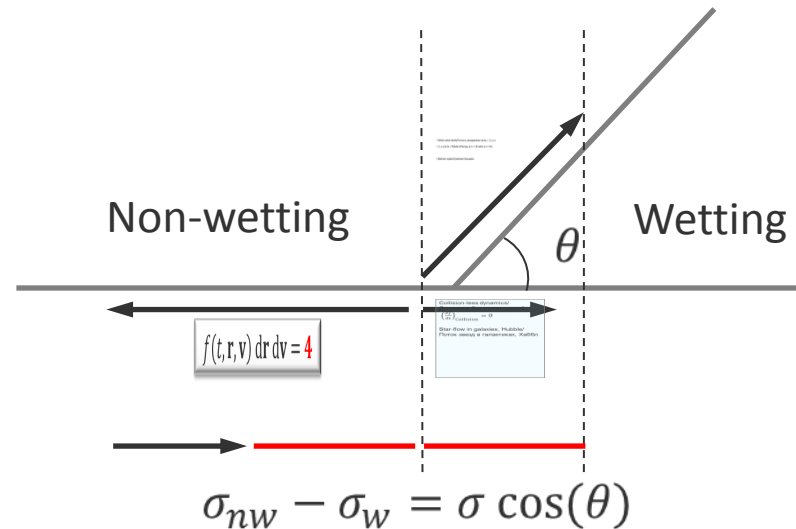
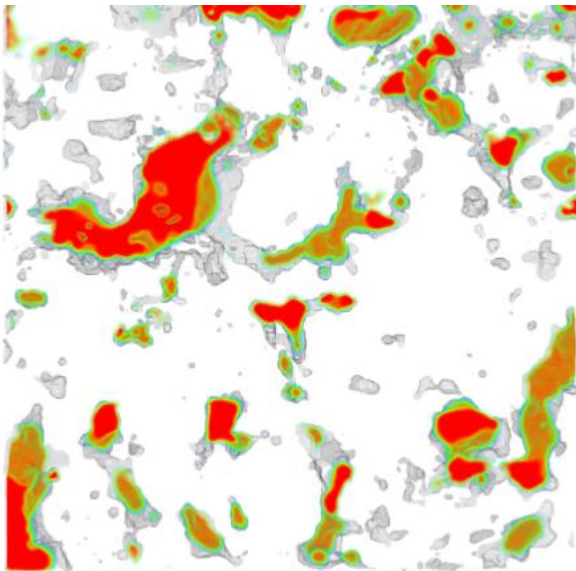
# Wetting/ Смачивание

- Wetting generated by introducing a factor  $\eta = \cos(\theta)$  between -1 and 1/  
Смачивание получаем при введении фактора  $\eta = \cos(\theta)$  между -1 и 1
- Controls tendency for a fluid phase to occupy grid points next to the walls/  
Контролирует тенденцию фазы флюида к занятию точек решетки у стен

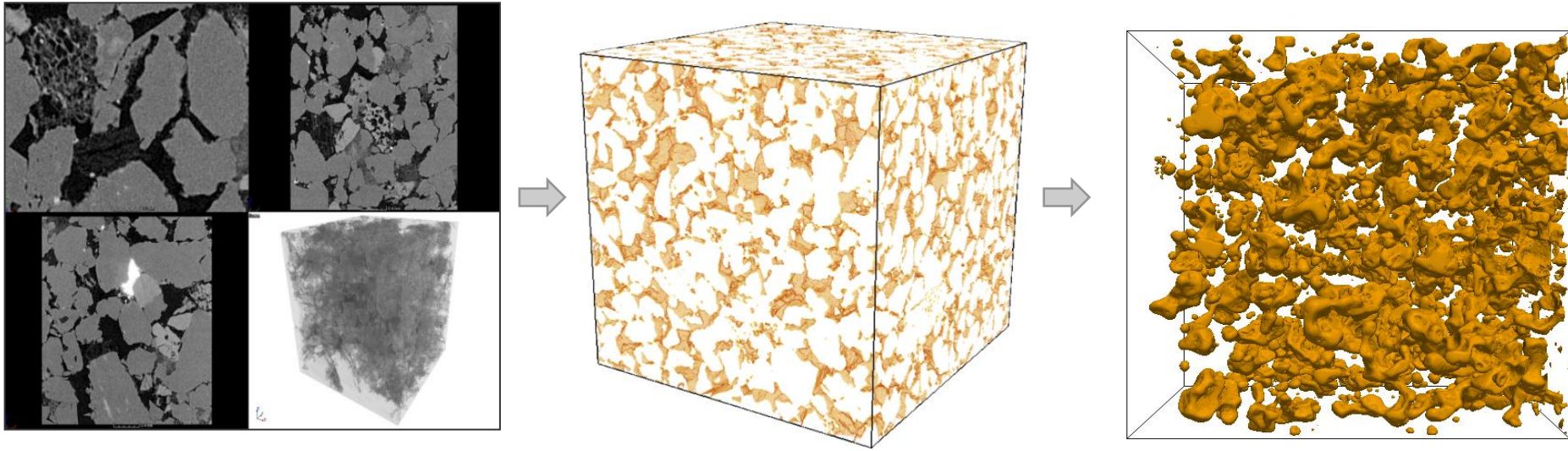
From this can control the contact angle  $\theta$ /

И отсюда возможность контроля угла контакта  $\theta$ :

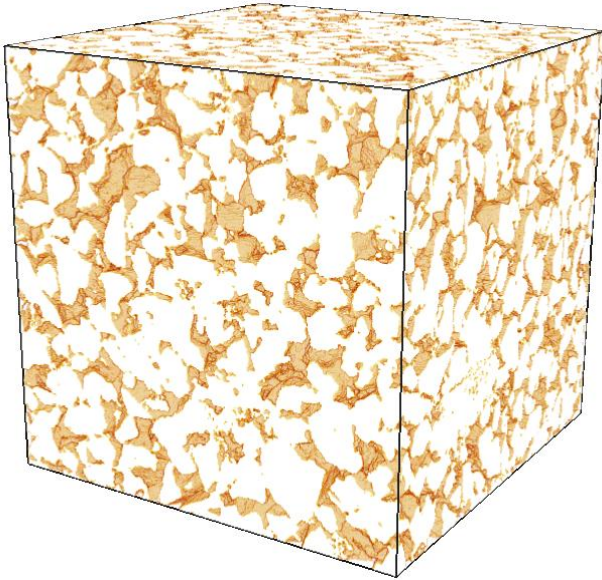
$$\sigma \cos \theta = \sigma_{nw} - \sigma_w \Rightarrow \cos \theta = \eta$$



# Reconstruction/ Реконструкция



# Model parameters/ Параметры модели



Model size/Размер модели		400×400×400
Resolution/ Разрешение	( $\mu\text{m}$ )	5.0
Total length/ Общая длина	(mm)	2.0
$\Phi_{(\text{intergranular})}$	(frac.)	0.273
$\Phi_{(\text{tot})}$	(frac.)	0.296
$k_{(\text{abs})}$ average/ средний	(mD)	2567

Digital 3D model based on rock from Norwegian Continental Shelf/

Цифровая 3Д модель основана на породах с Норвежского континентального шельфа

Well-sorted, homogeneous sandstone , Tarbert formation, Brent group/

Хорошо отсортированный однородный песчаник, пласт Tarbert, группа Brent

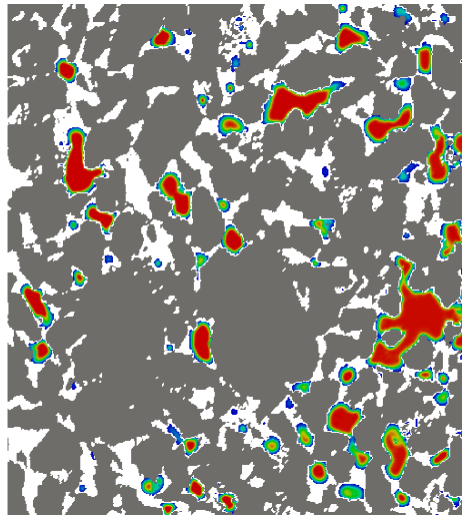
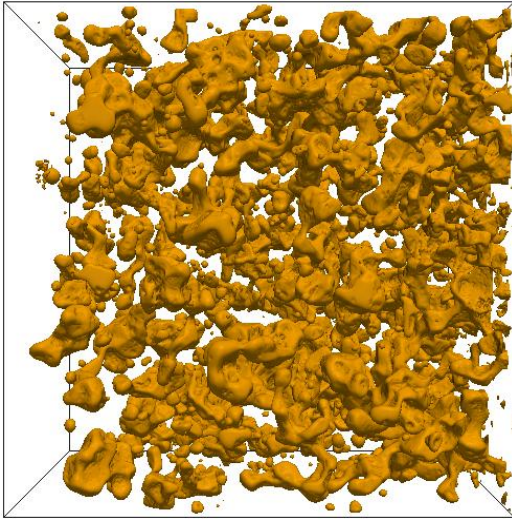
# Fluid and flow parameters/ Параметры флюида и потока

Density water/ Плотность воды	(kg/m <sup>3</sup> )	1000
Density oil/Плотность нефти	(kg/m <sup>3</sup> )	800
Viscosity water/ Вязкость воды	(cP)	0.5
Viscosity oil/ Вязкость нефти	(cP)	4.0
Flow rate/ Дебиты	(m/days)	1.9
Injected water target/ Цель по закачиваемой воде	(PV)	3
Interfacial tensions/ Межфазальные напряжения	(dyn/cm)	40 – 0.1
Contact angle/ Угол контакта		30° and 70°

*Water wet/Гидрофильные свойства: WW (30°)*

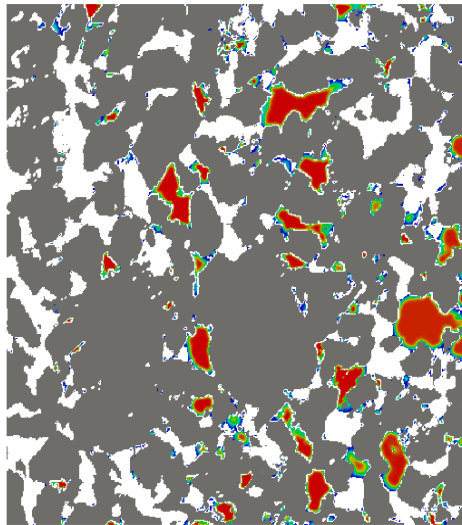
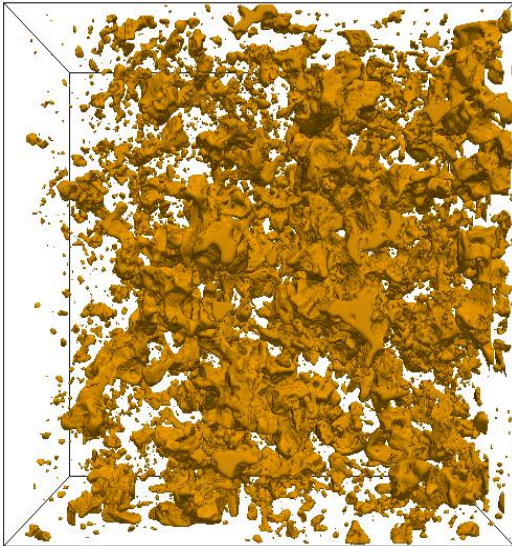
*Intermediate wet/Промежуточная смачиваемость: IW (70°)*

# Oil clusters



Water wet

Гидрофильные свойства

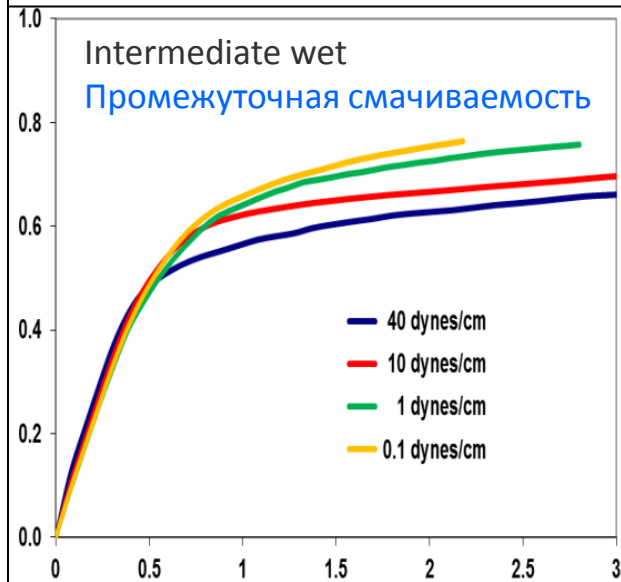
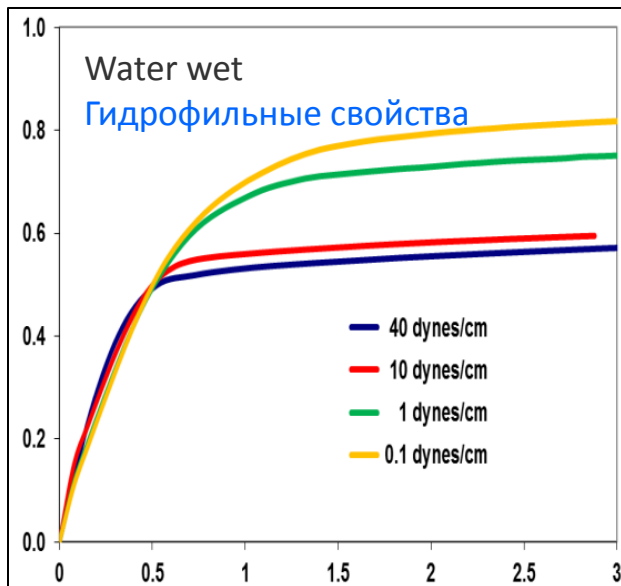


Intermediate wet

Промежуточная смачиваемость

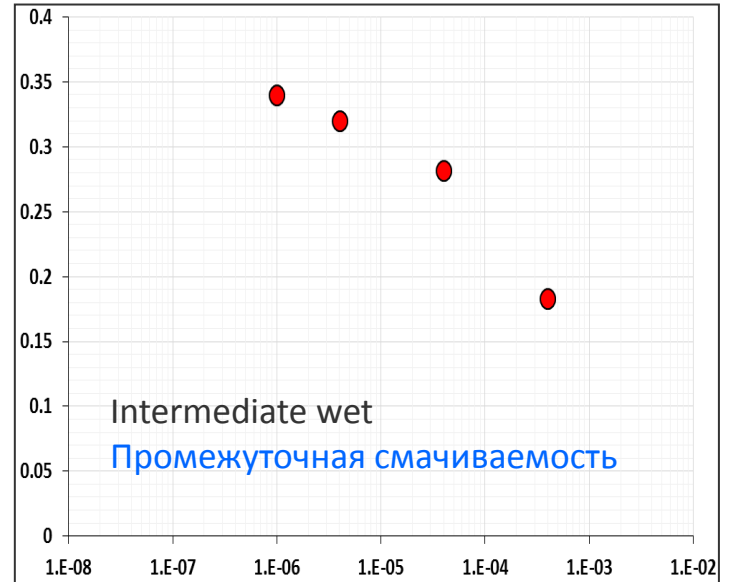


Cumulative oil production (PV)  
Накопленная добыча нефти



Water injected (PV)  
Закаченная вода

Residual oil saturation  
Остаточная нефтенасыщенность

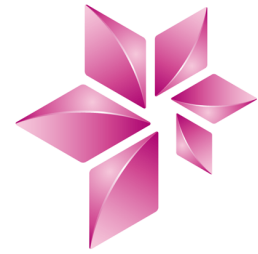


Capillary number (log scale)

Капиллярное число (логарифмическая шкала)

Capillary desaturation curves

Кривые капиллярной насыщенности



Statoil

# Conclusions/ Выводы

- Pore scale phenomena affects heavy oil recovery/  
Явление масштаба пор влияет на КИН тяжелой нефти
- Lattice Boltzmann can simulate some flow effects in realistic 3D porous media  
/ Решетка Больцмана может моделировать некоторые явления потока в реальной трехмерной пористой среде