

# Моделирование двухфазного потока в пористой среде с использованием двумерной сетевой модели

К. Шаббир, О. Извеков, А. Конюхов

Московский физико-технический институт

Работа поддержана грантом **РНФ №23-21-00175**

ФАКТ - Секция нефтяного инжиниринга

ГК-211, 11:00, 05.04.2024



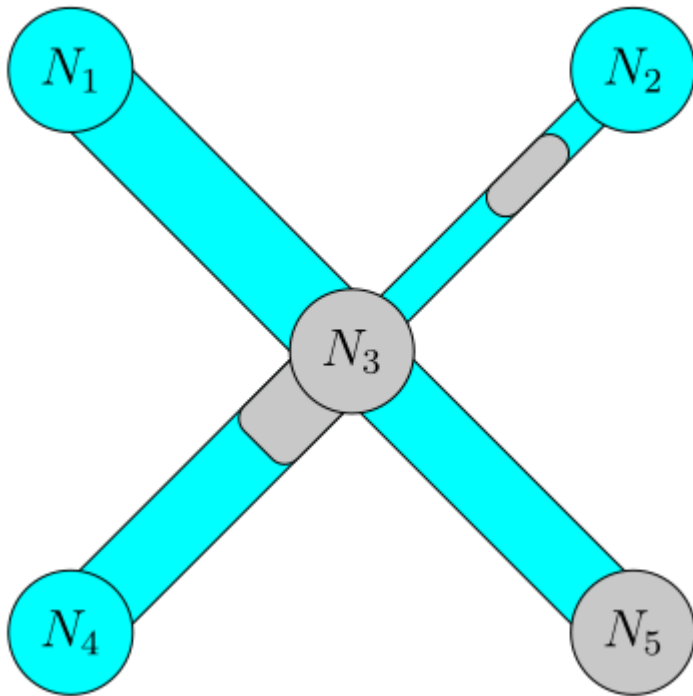
# Мотивация

- Моделирование двухфазного течения в пористых средах имеет множество применений в нефтедобыче, гидрологии, производстве электроэнергии и т.д. Классические континуальные модели двухфазного течения предполагают, что проницаемость является функцией насыщенности.
- Классические континуальные модели неспособны объяснить неравновесные эффекты [1], связанные с быстрым изменением насыщенности или с конечным временем установления равновесной конфигурации флюидов поровом пространстве.

# Цель

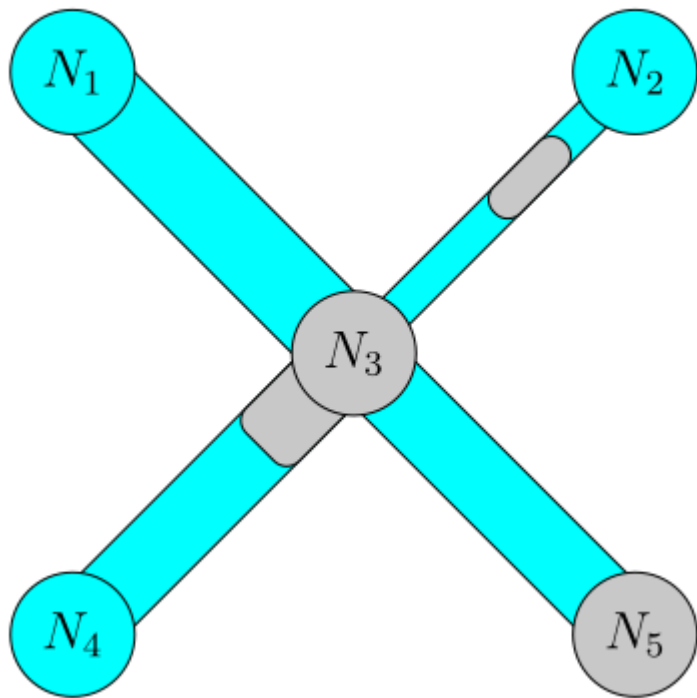
**Разработать сетевую модель и  
понять неравновесные  
характеристики.**

# Модель



- 2D
- Разные радиусы
- Цилиндрические трубки
- Узлы не имеют объема.

# Уравнения (1)

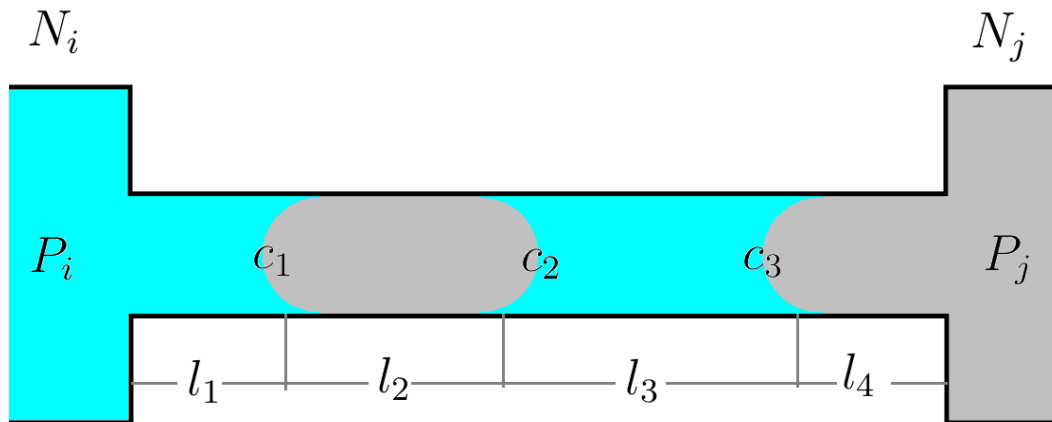


$$P_c = \frac{\sum p'_i Z_i \pi R_i^2}{\sum Z_i \pi R_i^2}$$

$$Z(n_{mns}) = \begin{cases} 0, & n_{mns} = 0, 2 \\ 1, & n_{mns} = 1 \end{cases}$$

$$p' = \frac{2\sigma}{R}$$

# Уравнения (2)



$$A_{ij} = \frac{\pi R_{ij}^4}{8M_{ij}l};$$

$$B_{ij} = \frac{\pi R_{ij}^4}{8M_{ij}l} \frac{2s_{ij}\sigma}{R_{ij}},$$

$$Q_{ij} = A_{ij}\Delta P_{ij} + B_{ij},$$

$$M = \sum_i \mu_i \frac{l_i}{l}$$

# Алгоритм

**1.СЛАУ**

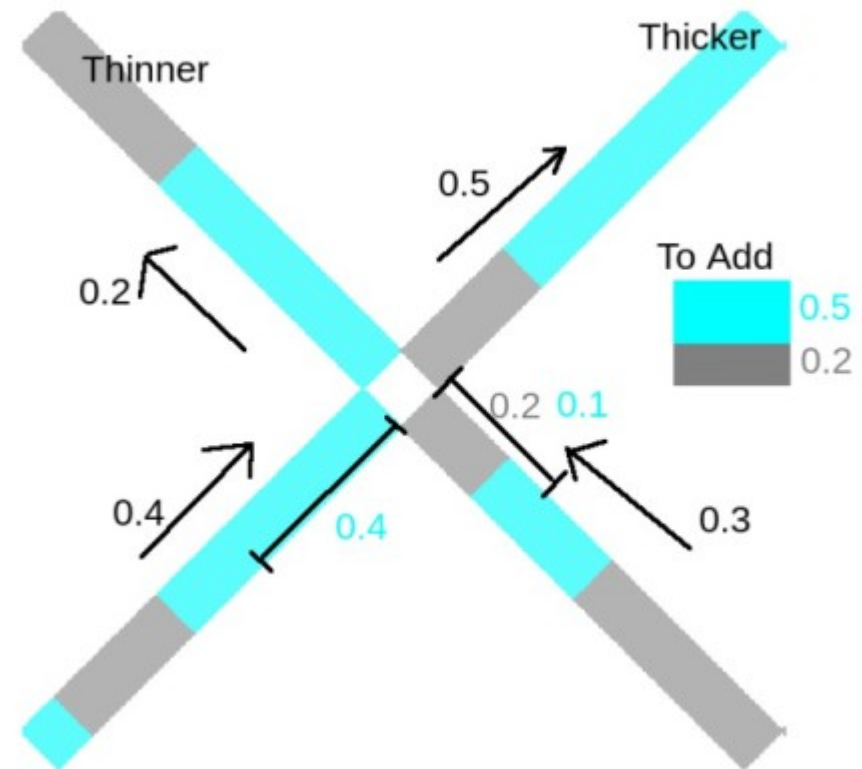
**2.Скорость потока во всех капиллярах**

**3.Распределение различных жидкостей  
(новый метод)**

**4.Измерение насыщенности,  
капиллярного давления**

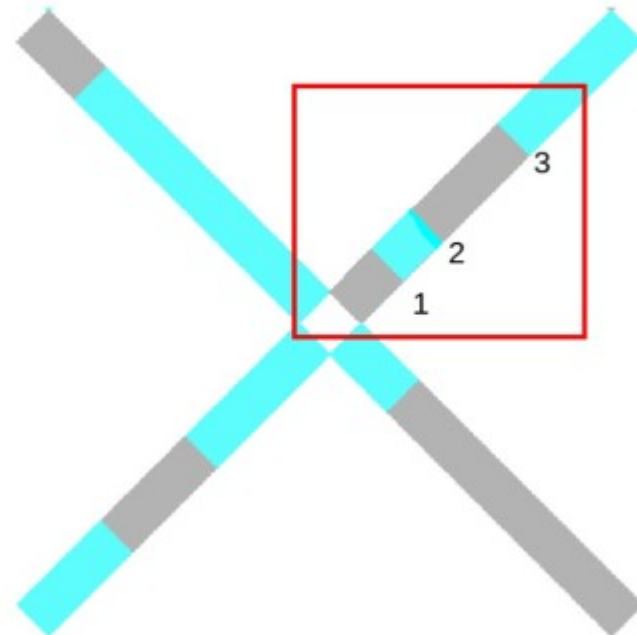
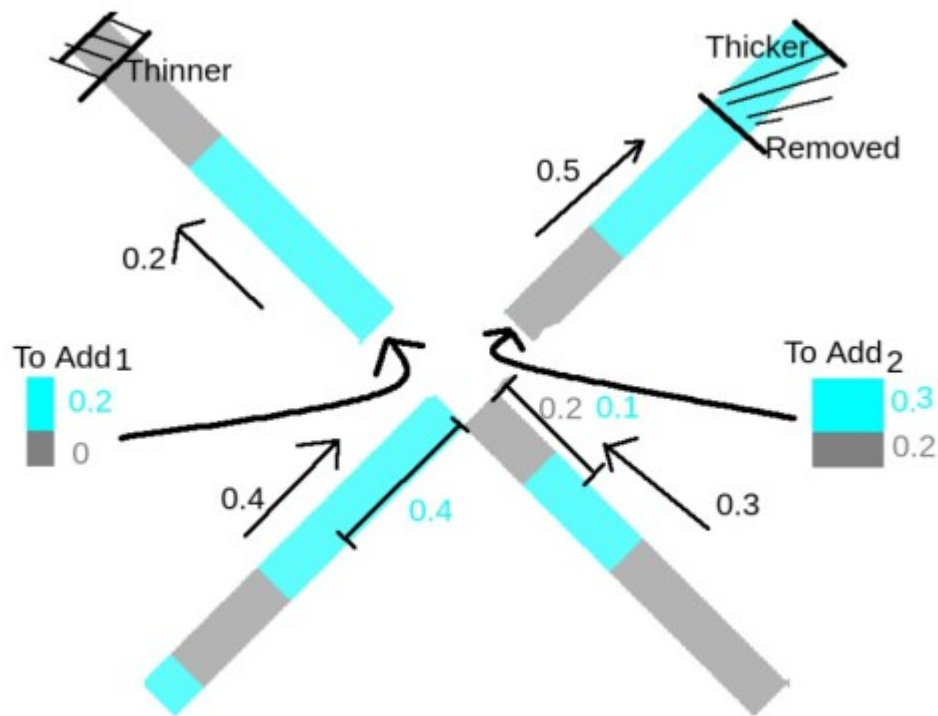
# Новый метод распределения жидкости в узлах

Когда смачивающая и несмачивающая жидкости поступают в узел на шаге интегрирования по времени, смачивающая жидкость поступает в более тонкие капилляры.

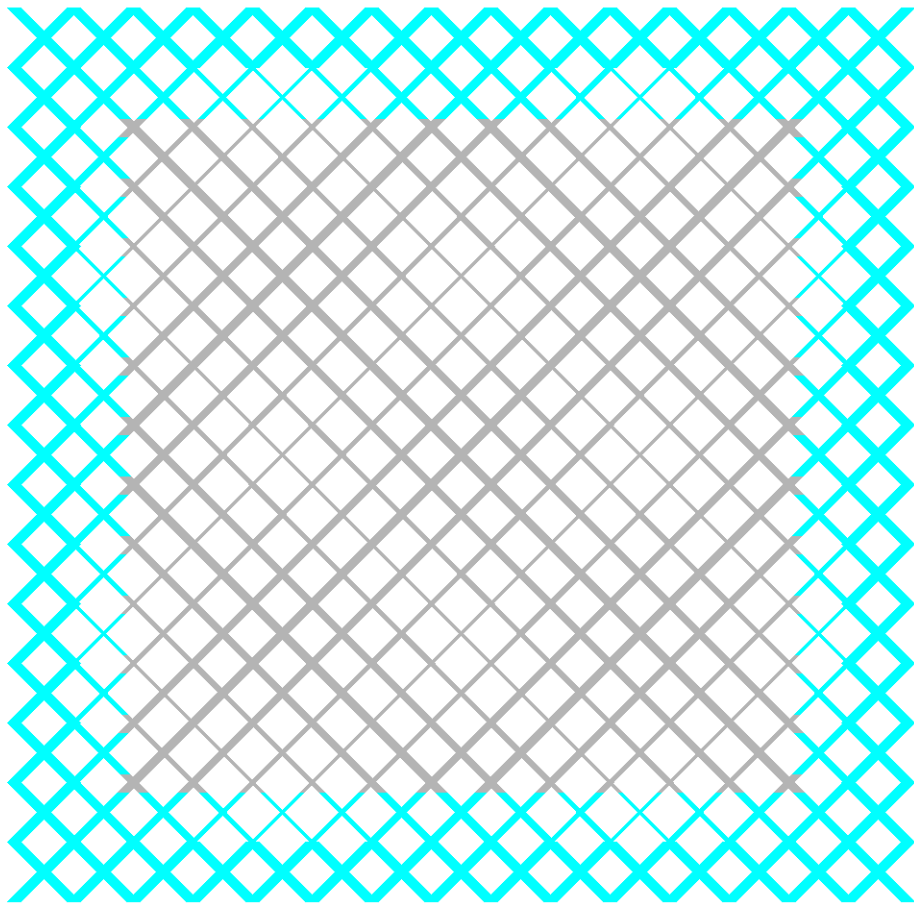




# Новый метод распределения жидкости в узлах

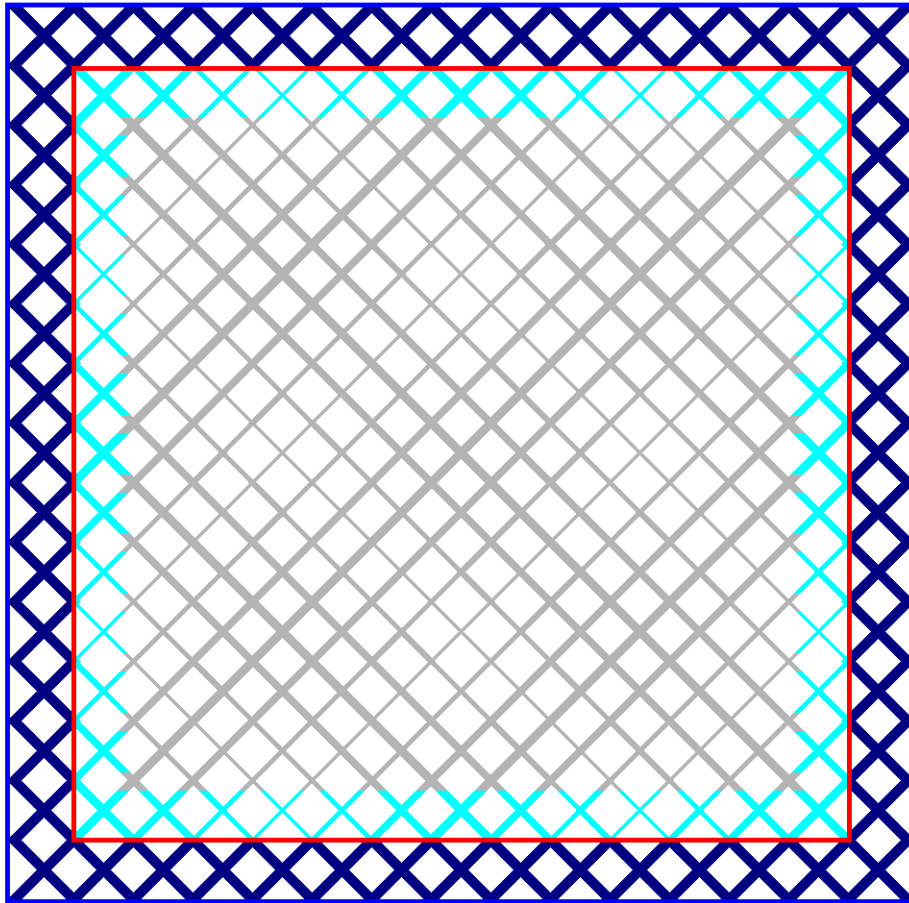


# Эксперимент - Впитывание



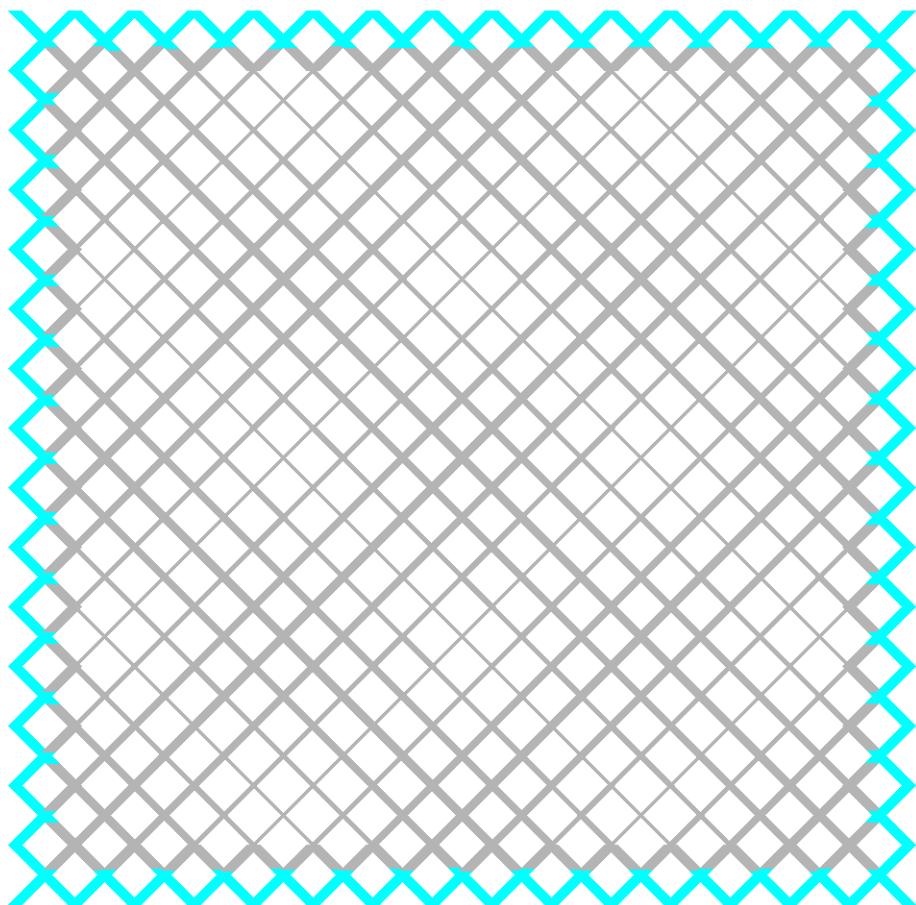
- Объемы внутренней и внешней областей почти равны
- $R$  — внутренней = (2, 3, 4, 5)м
- $R$  — внешней = 6м.
- 30 x 30 трубок
- ~1000 узлов

# Впитывание (Imbibition)

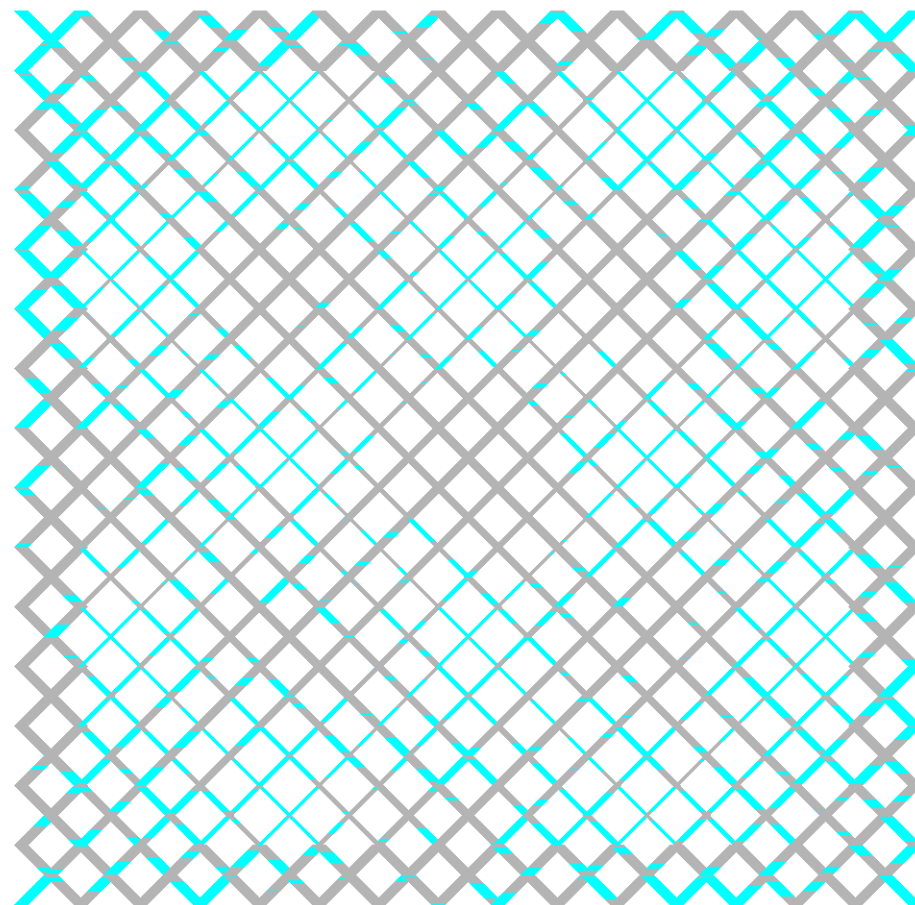


- Синяя - внешняя область.
- Голубая и серая - внутренняя область.
- 10 000 шагов
- $S(t)$
- $P(S)$
- 10 экспериментов

# Низкая насыщенность смачивающей жидкости

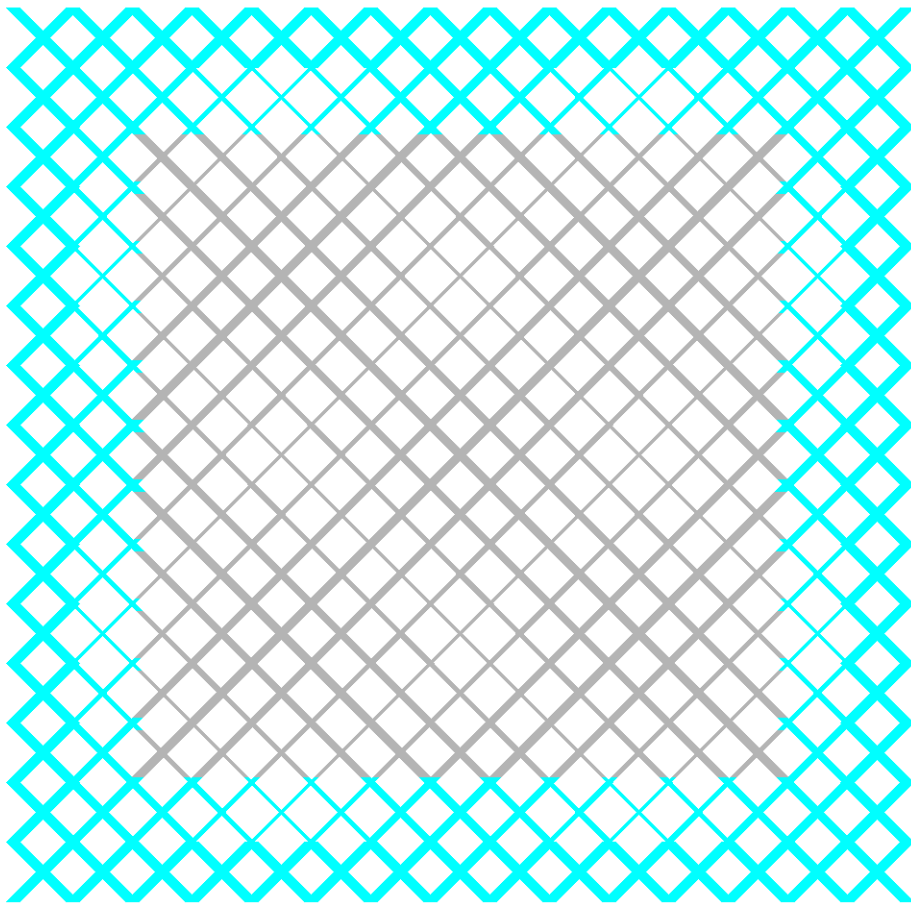


(a)  $S_{sys} = 0.29$ ;  $S_{inner} = 0$ .

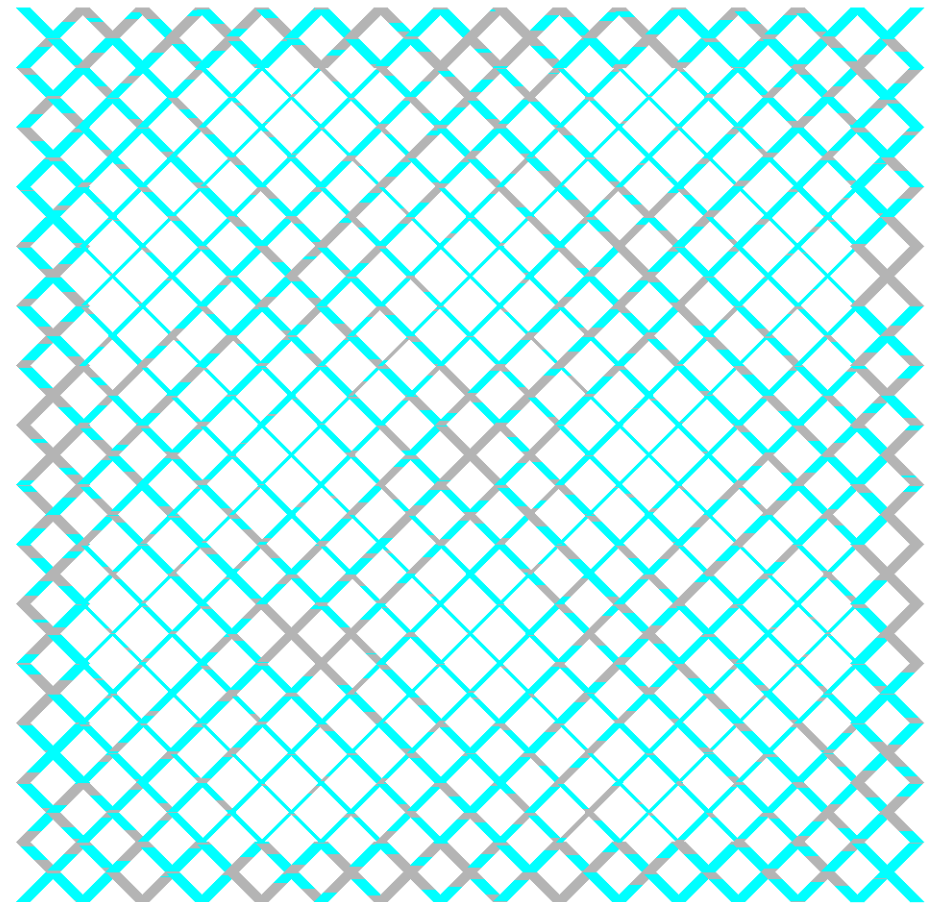


(б)  $S_{sys} = 0.29$ ;  $S_{inner} = 0.30$ .

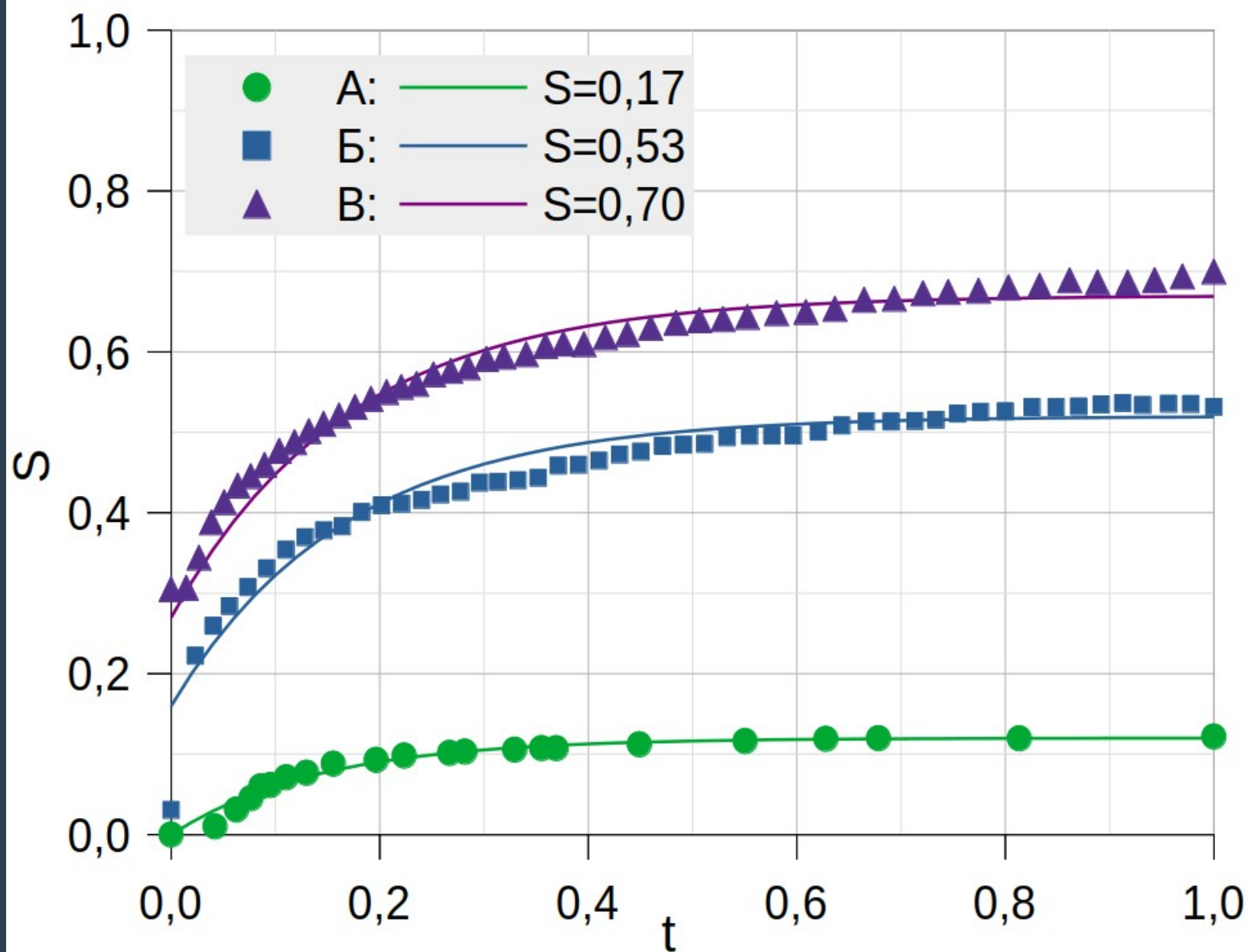
# Высокая насыщенность смачивающей жидкости

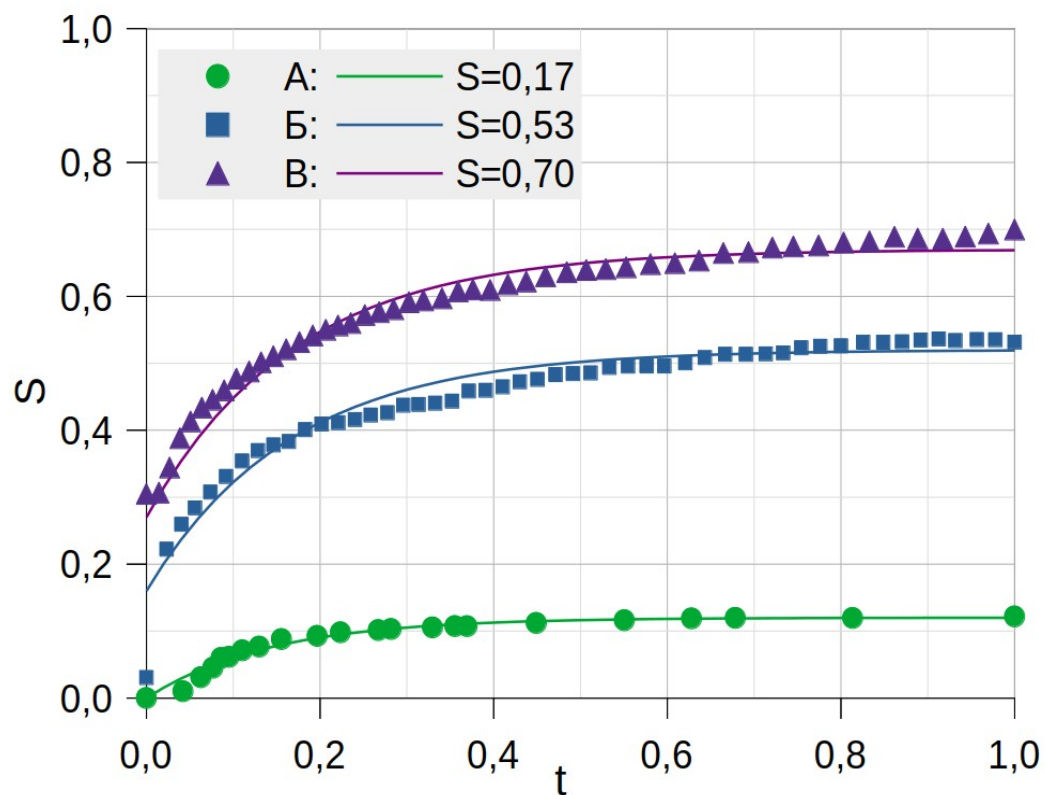


(a)  $S_{sys} = 0.63$ ;  $S_{inner} = 0.30$ .



(б)  $S_{sys} = 0.63$ ;  $S_{inner} = 0.70$ .

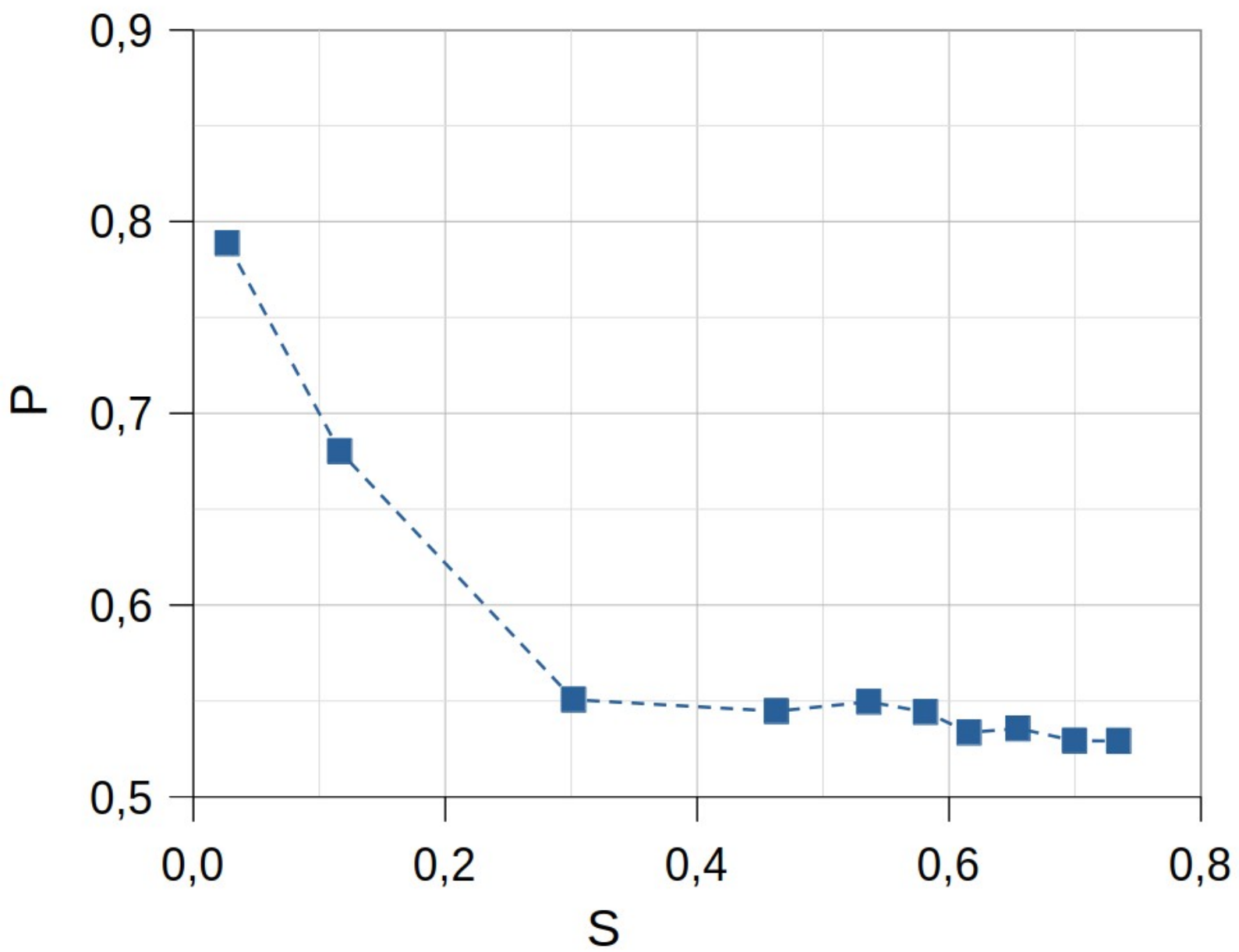




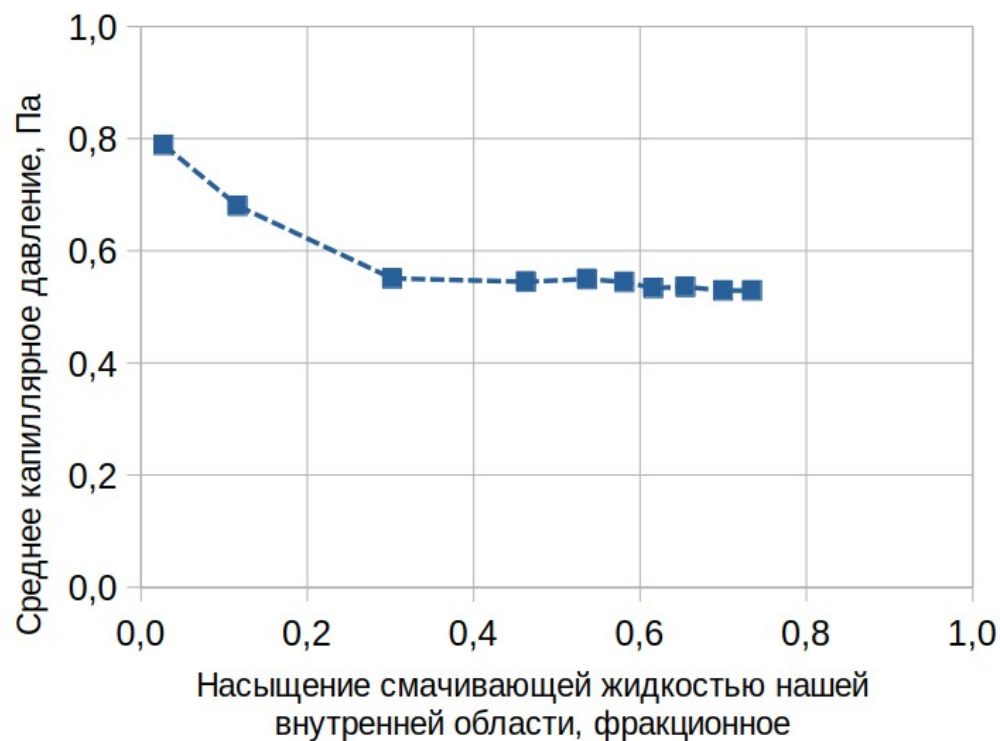
$$S(t) = C_1 + C_2(1 - e^{-C_3 t})$$

Кривая	$C_1$	$C_2$	$C_3$
А	0.00	0.12	7.00
Б	0.16	0.36	6.00
В	0.27	0.40	5.90

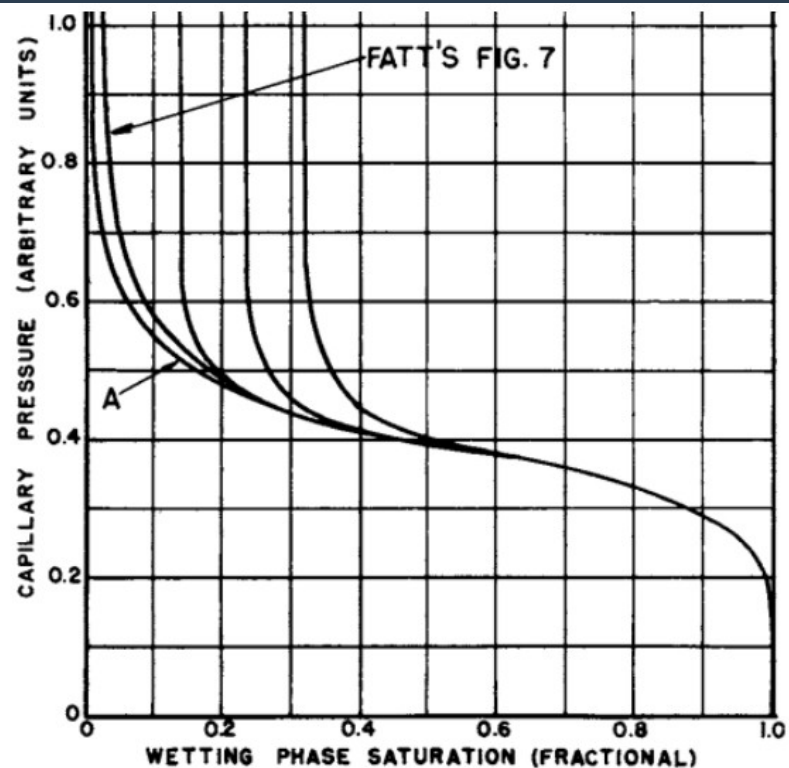
$$\frac{dS}{dt} = -C_3 S + C_4.$$





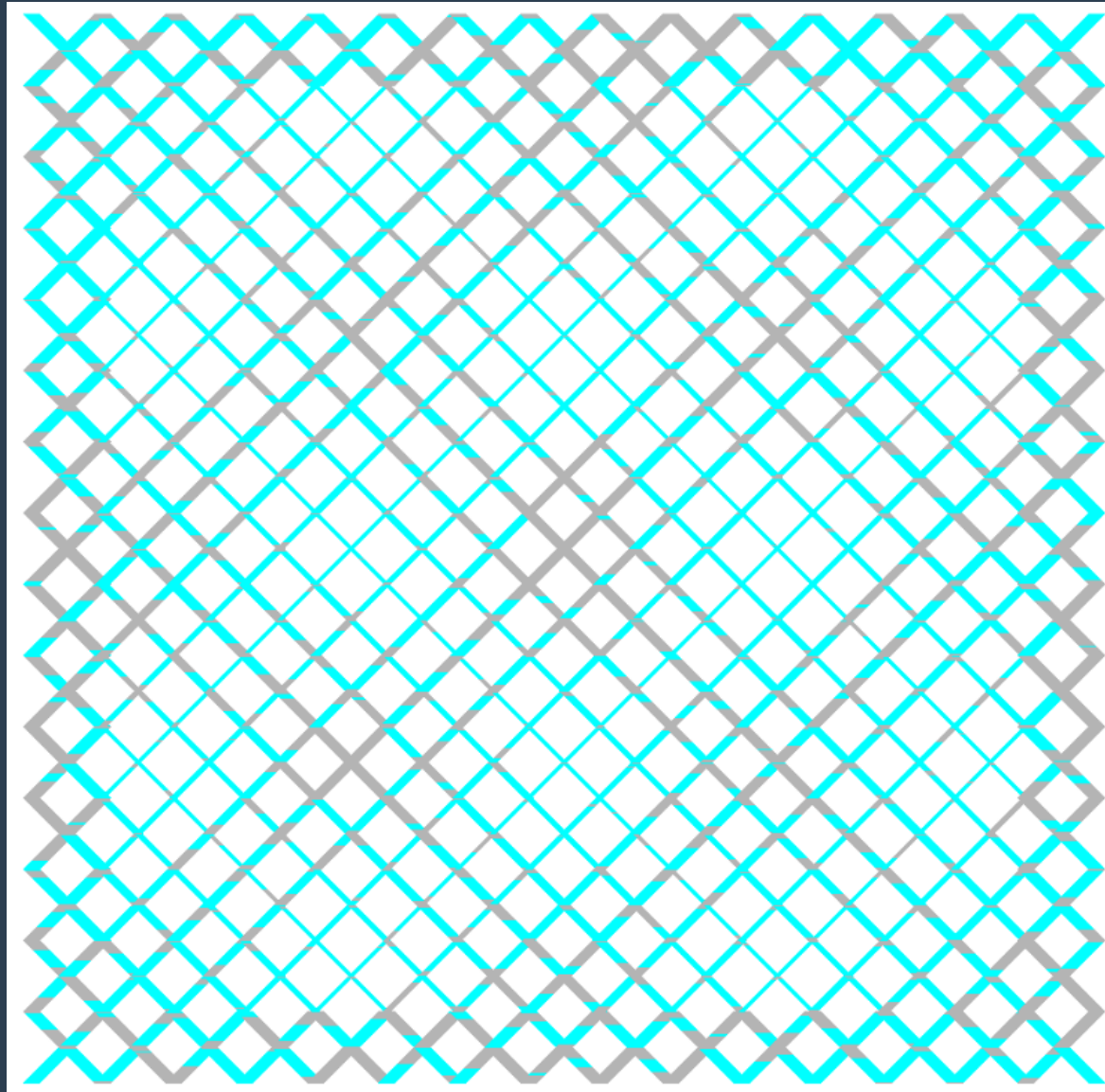


(a)



(б)

(6) — [5] Fatt I. The network model of porous media III. Dynamic properties of networks with tube radius distribution // Petroleum Trans. AIME. 1956. V. 207. P. 1



Несмачивающая жидкость находится в местах пересечения толстых капилляров.

# Выводы

1. Сетевая модель с новым методом распределения жидкости в узлах в процессе расчета демонстрирует явления, постулированные в [2], то есть концентрирование смачивающей жидкости преимущественно в тонких капиллярах.
2. Предложенное определение капиллярного давления в соответствии с уравнением (1) приводит к качественно правдоподобной кривой капиллярного давления.

# Литература

1. *Raoof A., Hassanizadeh S.* A new method for generating pore-network models of porous media // *Transp. Porous Media*. 2010. V. 81. P. 391–407.
2. *Кондауров В. И.* Неравновесная модель пористой среды, насыщенной несмешивающимися жидкостями // *Прикладная математика и механика*. 2009. Т. 73. №. 1. С. 121–142.
3. *Aker E. [et al.]*. A two-dimensional network simulator for two-phase flow in porous media // *Transp. Porous Media*. 1998. V. 32. P. 163–186.
4. *K. Shabbir*. Simulation of Two-Phase Flow in Porous Media using a Two-Dimensional Network Model // *Труды 65-й Всероссийской научной конференции МФТИ*. 2023. Т. 78. С. 205–206.
5. *Fatt I.* The network model of porous media III. Dynamic properties of networks with tube radius distribution // *Petroleum Trans. AIME*. 1956. V. 207. P. 164–181.

**Спасибо! Вопросы пожалуйста.**



